



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

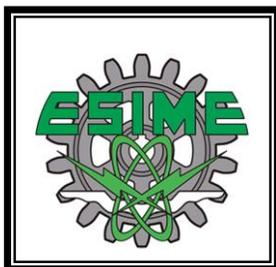
**MODELADO EN TIEMPO REAL DE
AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DE
VELOCIDAD FIJA PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

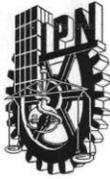
PRESENTA:

MOISÉS HERNÁNDEZ ARÉSTIGUI



MÉXICO, D. F.

2013



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17-30 horas del día 7 del mes de Noviembre del 2013 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZAC. para examinar la tesis titulada:

MODELADO EN TIEMPO REAL DE AEROGENERADORES DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presentada por el alumno:

HERNÁNDEZ ARÉSTIGUI MOISÉS
Apellido paterno Apellido materno Nombre(s)
Con registro:

B	1	1	0	7	2	0
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

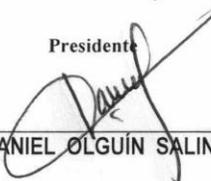
Directores de tesis



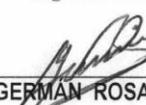
DR. DANIEL RUIZ VEGA



DR. GERMAN ROSAS ORTÍZ

Presidente


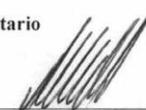
DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal


DR. GERMAN ROSAS ORTÍZ

Tercer Vocal


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Secretario


DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES



DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 02 del mes de Noviembre del año 2013, el que suscribe Moisés Hernández Aréstigui, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro B110720, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección de los Doctores Daniel Ruiz Vega y Germán Rosas Ortiz y cede los derechos del trabajo titulado Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones **arestigui_2787@hotmail.com** , **grosasor@gmail.com** y **drv_liege@yahoo.com**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Moisés Hernández Aréstigui

RESUMEN

LA energía eólica, en lugares que tienen velocidades de viento adecuadas, es una de las fuentes de energía renovable con mayor aplicación en la generación de energía eléctrica, y su uso ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años. Sin embargo, debido a la naturaleza intermitente del viento, es importante analizar el impacto que los aerogeneradores tienen en el sistema eléctrico de potencia en muchos aspectos diferentes.

Esta es la razón por la cual, en este trabajo, el desarrollo de modelos detallados de aerogeneradores para simulaciones en tiempo real se inicia con el modelo del aerogenerador de velocidad fija. El modelo representa los principales componentes de aerogeneradores, como: la dinámica del viento, el rotor y el modelo eléctrico del aerogenerador, el sistema de control de velocidad y el sistema de electrónica de potencia. Los modelos se han desarrollado para el simulador en tiempo real OPAL-RT® en el lenguaje SIMULINK® de MATLAB®. Esto les permite ser útiles para la simulación fuera de línea también.

De esta manera, el presente trabajo de tesis muestra la derivación matemática y el modelo SIMULINK® de cada uno de los componentes de los aerogeneradores de velocidad fija. Entonces, el modelo de aerogenerador se prueba utilizando simulaciones fuera de línea, teniendo en cuenta un sistema de potencia tipo máquina-bus infinito, en casos en los que se comprobó el efecto de los modelos de los diferentes componentes: la producción de potencia del aerogenerador para un perfil de velocidad del viento, el efecto del dispositivo de arranque suave de electrónica de potencia en la conexión de aerogenerador, y estudios de estabilidad de la aerogenerador teniendo en cuenta el efecto de la variación de la velocidad del viento, el efecto del modelado del rotor, el efecto del control de velocidad y el efecto de la condición de funcionamiento inicial.

Finalmente, para comprobar que el modelo desarrollado es capaz de emplearse en simulaciones en tiempo real, este trabajo describe las principales características que debe cubrir un modelo creado en SIMULINK®, para ser compilado por el software RT-LAB®, y a su vez ejecutado en tiempo real en el simulador OPAL-RT®. El modelo desarrollado fue utilizado en pruebas en lazo cerrado con un relevador de la marca SEL 300G, lo que permitió proteger el aerogenerador ante fallas trifásicas con la protección de sobrecorriente en un sistema tipo máquina-bus infinito.

Es importante mencionar que el modelo del aerogenerador desarrollado en este trabajo no está limitado a sistemas tipo máquina-bus infinito, sino que se probó en este tipo de sistemas debido a que los datos de plantas de generación grandes, con muchos aerogeneradores, actualmente son confidenciales.

ABSTRACT

Wind energy, in places that have adequate wind speeds, is one of the renewable energy sources with the biggest application in the generation of electric energy, and its use has had an exponential growth in the last years. However, due to the intermittent nature of the wind, it is very important to analyze the impact of aerogenerators in electric power systems, in many different aspects.

This is the reason by which, in this work, the development of aerogenerator detailed models for real-time simulations is started with the model of the fixed speed aerogenerator. The model represents the main components of aerogenerators, like: the wind dynamics, the rotor and the electrical model of the aerogenerator, the speed control system and the power electronics system. The models are developed for the OPAL-RT® real time simulator in the SIMULINK® lenguaje of MATLAB®. This allows them be useful for off-line simulations too.

In this way, the present thesis work shows the mathematical derivation and the SIMULINK® model of each one of the fixed speed aerogenerator components. Then, the aerogenerator model is tested using off-line simulations, considering a one machine-infinite bus power system, in cases in which the effect of the models of the different components were verified: the power production of the aerogenerator for a wind speed profile, the effect of the soft-starter power electronics device in the aerogenerator connection, and stability studies of the aerogenerator considering the effect of the wind speed variation, the effect of the rotor modeling, the effect of the speed control and the effect of the initial operating condition.

Finally, in order to prove that the developed model is able to be used in real-time simulations, this work describes the main characteristics that a SIMULINK model should comply, to be compiled by the software RT-LAB, in order to be executed in the OPAL-RT simulator. The developed model was used in closed loop tests with a SEL 300G relay, which allowed protecting the aerogenerator from a three phase fault, with the overcurrent protection in a one machine-infinite bus system.

It is very important to mention that the aerogenerator model developed in the present work is not limited to one machine- infinite bus systems, but it was tested in this type of systems because the data of large wind power plants, having many generators, are confidential nowadays.

DEDICATORIA

A Dios:

Por estar siempre a nuestro lado y regalarnos momentos de alegría que son para toda la vida.

A mis padres:

Es difícil que exista una forma de agradecer toda una vida de lucha, sacrificio y esfuerzo constante. Compartir este logro es el resultado de todo su amor, apoyo incondicional, enseñanzas y valores que siempre llevaré conmigo, de la misma manera en que ustedes siempre están en mi corazón.

A mis hermanos:

Por todo su apoyo moral, sabios consejos y por esa unión que siempre ha existido entre nosotros.

AGRADECIMIENTOS

A los doctores Daniel Ruiz Vega y Germán Rosas Ortiz por la disposición para dirigir este trabajo con seriedad, por sus conocimientos compartidos y por su apoyo en general para que la culminación de este trabajo haya sido posible.

A los doctores Daniel Olguín Salinas, Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino y David Romero Romero, así como al Maestro en Ciencias Arturo Galán Martínez por ser parte de mi formación académica.

A los Maestros en Ciencias Tomás Ignacio Asiaín Olivares y Gilberto Enríquez Harper por formar parte del comité revisor y darme sus puntos de vista y observaciones para mejorar este trabajo.

Al Dr. Fermín P. Espino por ayudarnos a encontrar los valores de los parámetros de los transformadores.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de maestría otorgada durante dos años.

Al IPN por la beca otorgada en el programa institucional de formación de investigadores (PIFI) en los proyectos SIP 20110561, 20121558 y 20130045, y por el apoyo con la beca institucional de tesis.

CONTENIDO

Página

RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTOS	XIII
CONTENIDO	XV
LISTA DE FIGURAS	XIX
LISTA DE TABLAS	XXV
GLOSARIO	XXVII
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 ANTECEDENTES	3
1.4.1 Trabajos desarrollados más relevantes sobre aerogeneradores	4
1.4.2 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME-Z relacionados con los sistemas eoloelectricos	6
1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES.....	8
1.6 APORTACIONES DE LA TESIS	9
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	10
CAPÍTULO 2: PLANTAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL VIENTO	11
2.1 INTRODUCCIÓN.....	11
2.2 DESARROLLO HISTÓRICO DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL VIENTO.....	12
2.2.1 Posición del eje.....	14
2.2.2 Disposición del equipo con respecto al viento.....	14
2.2.3 Número de aspas.....	15
2.2.4 Control de potencia empleado	16
2.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR	17
2.4 COEFICIENTES DE POTENCIA Y PAR DE UN AEROGENERADOR	19
2.5 TIPOS PRINCIPALES DE AEROGENERADORES	21
2.5.1 Aerogeneradores de velocidad fija	22
2.5.2 Aerogeneradores de velocidad variable	23
2.6 AEROGENERADORES CON CONVERTIDOR PARCIALMENTE NOMINAL BASADOS EN MÁQUINAS DE INDUCCIÓN	24
2.6.1 Aerogenerador con generador de inducción doblemente alimentado	24
2.6.2 Aerogenerador con resistencia de rotor variable.....	25
2.7 AEROGENERADORES CON CONVERTIDOR COMPLETAMENTE NOMINAL BASADOS EN GENERADORES SÍNCRONOS Y DE INDUCCIÓN	26
2.7.1 Configuración con generador síncrono	27
2.7.1.2 Generador con tracción directa	28
2.7.2 Configuración con generador de inducción.....	29
2.8 TENDENCIAS Y CAPACIDAD INSTALADA ACTUALMENTE DE GENERACIÓN EÓLICA	31

CAPÍTULO 3: ESTUDIOS DE SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AEROGENERADORES	35
.....	
3.1 INTRODUCCIÓN	35
3.2 SIMULADORES PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	36
3.2.1 <i>Simulador digital en tiempo real</i>	39
3.2.1.1 Hardware del RTDS	39
3.2.1.2 Software del RTDS.....	41
3.2.1.3 Interfaz gráfica de usuario PSCAD/RTDS	41
3.2.1.4 Aplicaciones y limitaciones	42
3.2.2 <i>Simulador digital en tiempo real OPAL-RT</i>	43
3.3.1.1 Ventajas de una simulación en tiempo real.....	44
3.3.1.2 Tipo de simulaciones en tiempo real	45
3.3.1.2 Simulación de sistemas complejos	47
3.3 ESTUDIOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES	47
3.3.1 <i>Estudios de producción de energía de la planta</i>	47
3.3.2 <i>Estudios de estabilidad</i>	49
3.3.3 <i>Estudios de calidad de la energía</i>	51
3.3.4 <i>Estudio de cortocircuito</i>	54
CAPÍTULO 4: AEROGENERADORES DE VELOCIDAD FIJA	59
4.1 INTRODUCCIÓN	59
4.2 ESTRUCTURA DEL AEROGENERADOR.....	60
4.3 MODELO DEL AEROGENERADOR.....	61
4.3.1 <i>Modelo de la dinámica del viento</i>	61
4.3.2 <i>Modelo de la turbina del aerogenerador</i>	65
4.3.3 <i>Modelo del sistema mecánico del aerogenerador</i>	67
4.3.3.1 Modelo de seis masas	67
4.3.3.2 Modelo de tres masas	68
4.3.3.3 Modelo de dos masas.....	71
4.3.3.4 Modelo de una masa concentrada.....	73
4.3.4 <i>Modelo del generador de inducción</i>	74
4.3.5 <i>Modelo de los componentes electrónicos del generador</i>	78
4.3.6 <i>Modelo del control de velocidad del generador</i>	79
4.3.7 <i>Modelo completo del aerogenerador</i>	80
4.3.7.1 Modelo de la dinámica del viento.....	80
4.3.7.2 Modelo de la turbina.....	81
4.3.7.3 Modelo del sistema mecánico.....	81
4.3.7.4 Modelo del generador de inducción.....	81
4.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
4.4.1 <i>Sistema de prueba no. 1</i>	82
4.4.2 <i>Arranque del aerogenerador de velocidad fija</i>	85
4.4.3 <i>Comparación entre sistemas mecánicos</i>	87
4.4.4 <i>Implementación del control de velocidad</i>	89
4.4.5 <i>Desconexión del aerogenerador por velocidad de viento alto</i>	91
4.4.6 <i>Estudios de estabilidad</i>	93
4.4.7 <i>Estudios de estabilidad considerando el control de velocidad</i>	102
4.5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO EN TIEMPO REAL	110
4.5.1 <i>Descripción del sistema de prueba</i>	113
4.5.2 <i>Descripción del modelo desarrollado en Simulink para simulaciones en tiempo real</i>	114
4.5.3 <i>Desarrollo de las pruebas realizadas</i>	117
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	121
5.1 CONCLUSIONES	121
5.2 APORTACIONES DE LA TESIS.....	122
5.3 TRABAJOS FUTUROS	123

	Página
REFERENCIAS	125
APÉNDICE: PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR SIMULACIONES CON EL EQUIPO OPAL-RT	133
A.1 CREACIÓN DEL MODELO DEL CASO DE ESTUDIO	133
A.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS	134
A.3 CREACIÓN DE VARIABLES GLOBALES Y PRECARGA	136
A.4 AGRUPACIÓN DEL MODELO EN SUBSISTEMAS	138
A.5 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO DENTRO DE RT-LAB	139
A.6 CARGA DEL ARCHIVO DE SIMULINK	141
A.7 USO DEL BLOQUE OPCOMM	142
A.8 ASIGNACIÓN DE CANALES DE ENTRADA/SALIDA	143
A.9 BLOQUE PARA GRABAR UN SEGMENTO DE LA SIMULACIÓN	147
A.10 CONFIGURACIONES NECESARIAS EN RT-LAB	149
A.11 COMPILACION DEL MODELO	150
A.12 CARGA DEL MODELO	151
A.13 EJECUCION DEL MODELO EN TIEMPO REAL	152
A.14 FINALIZACION DE LA SIMULACIÓN	152
A.15 ARCHIVO GENERADO POR EL BLOQUE OWRITER FILE	153

*Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia*

LISTA DE FIGURAS

Página

FIGURA 2. 1 EVOLUCIÓN DEL DIÁMETRO Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE LAS TURBINAS EÓLICAS (ADAPTADO DE [LA INFORMACIÓN, 2012]).	13
FIGURA 2. 2 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN AEROGENERADOR (ADAPTADO DE [ENERGÍAS RENOVADAS, 2012]).	17
FIGURA 2. 3 (A) COEFICIENTE DE POTENCIA (B) COEFICIENTE DE PAR (ADAPTADO DE [BATISTA, 2000]).	21
FIGURA 2. 4 ESQUEMA DE UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	22
FIGURA 2. 5 ESQUEMA DE UN AEROGENERADOR DFIG (ADAPTADO DE [FOX ET AL., 2007]).	24
FIGURA 2. 6 ESQUEMA DE UN AEROGENERADOR CON RESISTENCIA DE ROTOR VARIABLE (ADAPTADO DE [BLAABJERG AND CHEN, 2006]).	25
FIGURA 2. 7 ESQUEMA GENERAL DE UN AEROGENERADOR CON CONVERTIDOR COMPLETAMENTE NOMINAL (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	26
FIGURA 2. 8 ARREGLO DE UN AEROGENERADOR FRC CON GENERADOR SÍNCRONO VARIABLE (ADAPTADO DE [BLAABJERG AND CHEN, 2006]).	27
FIGURA 2. 9 AEROGENERADOR CON GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES CON DIODO RECTIFICADOR (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	28
FIGURA 2. 10 AEROGENERADOR CON GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES CON DOS CONVERTIDORES FUENTE DE VOLTAJE “BACK TO BACK” (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	28
FIGURA 2. 11 AEROGENERADORES DE VELOCIDAD VARIABLE CON SISTEMA DE TRACCIÓN DIRECTO (ADAPTADO DE [BLAABJERG AND CHEN, 2006]).	29
FIGURA 2. 12 CIRCUITO EQUIVALENTE POR FASE DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	30
FIGURA 2. 13 CURVAS CARACTERÍSTICAS EN ESTADO ESTABLE DE UN AEROGENERADOR. A) PAR-VELOCIDAD. B) POTENCIA ACTIVA VS POTENCIA REACTIVA. C) DESLIZAMIENTO VS POTENCIA REACTIVA (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	30
FIGURA 2. 14 EXTRACCIÓN MÁXIMA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE (ADAPTADO DE [ANAYA ET AL., 2009]).	31
FIGURA 2. 15 CAPACIDAD EÓLICA MUNDIAL ACUMULADA DE 1996 A 2012 (ADAPTADO DE [GWEC, 2013]).	32
FIGURA 3. 1 PRINCIPALES TIPOS DE SIMULADORES EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS DE SEP’S.	36
FIGURA 3. 2 ARQUITECTURA DEL HARDWARE DEL RTDS (ADAPTADA DE [WIERCKX, 1992]).	40
FIGURA 3. 3 SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL OPAL-RT. (ADAPTADO DE [ÁLVAREZ, 2012]).	45
FIGURA 3. 4 PROTOTIPO DE CONTROL RÁPIDO.	46
FIGURA 3. 5 HARDWARE EN LAZO CERRADO.	46
FIGURA 3. 6 SIMULACIÓN PURA.	46
FIGURA 3. 7 DISTRIBUCIÓN DEL VIENTO (ADAPTADA DE [AAE, 2013]).	48

	Página
FIGURA 3. 8 INESTABILIDAD POR PÉRDIDA DEL EQUILIBRIO DE CORTO PLAZO (ADAPTADA DE [CIGRE, 2007, ISHIJARA, 2010]).	50
FIGURA 3. 9 PÉRDIDA DE LA ESTABILIDAD POR FALTA DE ATRACCIÓN HACIA EL EQUILIBRIO ESTABLE (ADAPTADA DE [ISHIJARA, 2010]).	50
FIGURA 3. 10 HUECO DE TENSIÓN (ADAPTADA [CFE, 2011]).	53
FIGURA 3. 11 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA (ADAPTADA DE [MULJADI AND GEVORGIAN, 2011]).	57
FIGURA 4. 1 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DINÁMICO DE UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD FIJA (ADAPTADO DE [ACKERMANN, 2005]).	60
FIGURA 4. 2 MODELO DE LA DINÁMICA DEL VIENTO.	64
FIGURA 4. 3 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO DE LA DINÁMICA DEL VIENTO.	64
FIGURA 4. 4 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE LA TURBINA EN SIMULINK.	66
FIGURA 4. 5 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO DE LA TURBINA DESARROLLADO.	67
FIGURA 4. 6 MODELO DE SEIS MASAS (ADAPTADO DE [MUYEEN ET AL., 2007]).	68
FIGURA 4. 7 MODELO DE TRES MASAS (ADAPTADO DE [MUYEEN ET AL., 2007]).	68
FIGURA 4. 8 MODELO DE TRES MASAS REFERIDO AL LADO GENERADOR (ADAPTADO DE [MUYEEN ET AL., 2007]).	69
FIGURA 4. 9 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MECÁNICO DE TRES MASAS EN SIMULINK.	70
FIGURA 4. 10 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO DE TRES MASAS.	70
FIGURA 4. 11 MODELO DE DOS MASAS (ADAPTADO DE [MUYEEN ET AL., 2007]).	71
FIGURA 4. 12 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MECÁNICO DE DOS MASAS EN SIMULINK.	72
FIGURA 4. 13 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO MECÁNICO DE DOS MASAS.	72
FIGURA 4. 14 MODELO DE UNA MASA CONCENTRADA (ADAPTADO DE [MUYEEN ET AL., 2007]).	73
FIGURA 4. 15 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA EN SIMULINK.	73
FIGURA 4. 16 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA.	74
FIGURA 4. 17 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE MÁQUINA DE INDUCCIÓN EN SIMULINK.	77
FIGURA 4. 18 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO DE LA MÁQUINA DE INDUCCIÓN.	77
FIGURA 4. 19 MODELO DEL ARRANCADOR.	78
FIGURA 4. 20 BLOQUE Y MASCARA DEL ARRANCADOR.	78
FIGURA 4. 21 CONTROL DEL ÁNGULO DE LAS ASPAS (ADAPTADO DE [PERDANA AND PERSSON, 2004]).	79
FIGURA 4. 22 IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD EN SIMULINK.	79
FIGURA 4. 23 BLOQUE Y MASCARA DEL MODELO DEL CONTROL DE VELOCIDAD.	80
FIGURA 4. 24 SISTEMA DE PRUEBA NO.1	82
FIGURA 4. 25 SISTEMA DE PRUEBA FUERA DE LÍNEA.	85
FIGURA 4. 26 VELOCIDAD DEL VIENTO PARA LA PRUEBA DE ARRANQUE.	85
FIGURA 4. 27 VELOCIDAD DEL GENERADOR.	86
FIGURA 4. 28 PAR ELECTROMAGNÉTICO.	86

	Página
FIGURA 4. 29 VOLTAJE EN EL ESTATOR.....	86
FIGURA 4. 30 CORRIENTES DE ARRANQUE.....	87
FIGURA 4. 31 SERIE DE VIENTO PARA LA COMPARACIÓN ENTRE MODELOS DE SISTEMAS MECÁNICOS.	87
FIGURA 4. 32 VELOCIDAD EN LOS EXTREMOS DE CADA SISTEMA MECÁNICO.	88
FIGURA 4. 33 COMPARACIÓN ENTRE LOS PARES DESARROLLADOS.....	88
FIGURA 4. 34 VELOCIDAD DEL VIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD.....	89
FIGURA 4. 35 VELOCIDAD DEL GENERADOR.....	89
FIGURA 4. 36 ÁNGULO DE LAS ASPAS.....	90
FIGURA 4. 37 POTENCIA ACTIVA.	91
FIGURA 4. 38 POTENCIA REACTIVA.	91
FIGURA 4. 39 VOLTAJE EN TERMINALES DE LA MÁQUINA.....	91
FIGURA 4. 40 VELOCIDAD DEL VIENTO PARA SIMULAR DESCONEXIÓN DEL AEROGENERADOR.....	92
FIGURA 4. 41 POTENCIA ACTIVA DEL AEROGENERADOR.	92
FIGURA 4. 42 VELOCIDAD DEL GENERADOR.....	92
FIGURA 4. 43 ÁNGULO DE LAS ASPAS.....	92
FIGURA 4. 44 VELOCIDAD DEL VIENTO PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD. SE INDICAN LAS CONDICIONES INICIALES DE OPERACIÓN PARA POTENCIA BAJA (1), POTENCIA MEDIA (2) Y POTENCIA ALTA (3).....	93
FIGURA 4. 45 RESPUESTA DEL SISTEMA ANTE VARIACIÓN DE VIENTO SIN APLICAR FALLA.....	94
FIGURA 4. 46 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL CASO CRÍTICO A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA.....	95
FIGURA 4. 47 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL PRIMER CASO INESTABLE A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA.	96
FIGURA 4. 48 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL CASO CRÍTICO A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE DOS MASAS.	97
FIGURA 4. 49 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL PRIMER CASO INESTABLE A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE DOS MASAS.	98
FIGURA 4. 50 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL CASO CRÍTICO A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE TRES MASAS.	99
FIGURA 4. 51 RESPUESTA DE LAS VARIABLES PRINCIPALES DEL GENERADOR CONSIDERANDO EL PRIMER CASO INESTABLE A BAJA POTENCIA Y EL MODELO MECÁNICO DE TRES MASAS.....	100
FIGURA 4. 52 RESPUESTA DEL SISTEMA PARA EL CASO CRÍTICO CON PAR VARIABLE A ALTA POTENCIA CONSIDERANDO EL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA Y CONTROL PI.	103
FIGURA 4. 53 RESPUESTA DEL SISTEMA PARA EL CASO CRÍTICO CON PAR VARIABLE A ALTA POTENCIA CONSIDERANDO EL MODELO MECÁNICO DE DOS MASAS Y CONTROL PI.	104
FIGURA 4. 54 RESPUESTA DEL SISTEMA PARA EL CASO CRÍTICO CON PAR VARIABLE A ALTA POTENCIA CONSIDERANDO EL MODELO MECÁNICO DE TRES MASAS Y CONTROL PI.....	105
FIGURA 4. 55 RESPUESTA DEL SISTEMA PARA EL PRIMER CASO INESTABLE CON PAR VARIABLE A ALTA POTENCIA CONSIDERANDO EL MODELO MECÁNICO DE UNA MASA Y CONTROL P.....	107
FIGURA 4. 56 VELOCIDAD DE LA MÁQUINA PARA EL PRIMER CASO INESTABLE A ALTA POTENCIA CON DOS MASAS Y CON CONTROL P.....	108

	Página
FIGURA 4. 57 VELOCIDAD DE LA MÁQUINA PARA EL PRIMER CASO INESTABLE A ALTA POTENCIA CON TRES MASAS Y CON CONTROL P.....	109
FIGURA 4. 58 PRUEBA CON RELEVADOR SEL® 300G EN LAZO CERRADO.....	111
FIGURA 4. 59 UBICACIÓN DE LAS ENTRADAS DE BAJO NIVEL DEL RELEVADOR SEL® 300G.	113
FIGURA 4. 60 CONFIGURACIÓN DEL CONECTOR DE SEÑALES DE BAJO NIVEL DEL RELEVADOR SEL 300G (ADAPTADA DE [SEL, 2013]).....	113
FIGURA 4. 61 SISTEMA DE PRUEBA PARA SIMULACIONES EN LAZO CERRADO.	114
FIGURA 4. 62 MODELO DE PRUEBA AGRUPADO EN SUBSISTEMAS.....	115
FIGURA 4. 63 SUBSISTEMA MAESTRO.....	116
FIGURA 4. 64 SUBSISTEMA CONSOLA.	117
FIGURA 4. 65 CONEXIÓN FÍSICA DEL SISTEMA DE PRUEBA.	118
FIGURA 4. 66 CONEXIÓN DE LAS TARJETAS AUXILIARES EN LOS CANALES ANALÓGICOS DE ENTRADA Y SALIDA DEL SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL.	119
FIGURA 4. 67 OSCILOGRAMA PARA FALLA TRIFÁSICA DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN.	120
FIGURA 4. 68 OSCILOGRAMA PARA FALLA TRIFÁSICA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN.....	120
FIGURA A. 1 MODELO DEL CASO DE ESTUDIO.	134
FIGURA A. 2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS.	135
FIGURA A. 3 VENTANA “DATAIMPORT/EXPORT”.....	135
FIGURA A. 4 VENTANA “OPTIMIZATION”.....	136
FIGURA A. 5 CREACIÓN DE LA VARIABLE GLOBAL.....	136
FIGURA A. 6 VENTANA “MODELPROPERTIES”.....	137
FIGURA A. 7 PRECARGA DE LA VARIABLE GLOBAL.	137
FIGURA A. 8 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SUBSISTEMAS.....	138
FIGURA A. 9 MODELO DEL CASO DE ESTUDIO EN SUBSISTEMAS.....	138
FIGURA A. 10 SUBSISTEMA MAESTRO.....	139
FIGURA A. 11 SUBSISTEMA CONSOLA.	139
FIGURA A. 12 INICIO DEL PROGRAMA RT-LAB.....	140
FIGURA A. 13 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO.	140
FIGURA A. 14 IMPORTACIÓN DEL MODELO DE SIMULINK.....	141
FIGURA A. 15 FUNCIÓN DEL BLOQUE OpCOMM DEPENDIENDO DEL TIPO DE SUBSISTEMA.	142
FIGURA A. 16 USO DEL BLOQUE OpCOMM.	143
FIGURA A. 17 BLOQUES DE ASIGNACIÓN DE CANALES.....	144
FIGURA A. 18 BLOQUE DE CONTROL OPCTRL OP5142EX1.....	144
FIGURA A. 19 ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS DE SALIDA.	145
FIGURA A. 20 CONFIGURACIÓN DEL BLOQUE DE ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS.....	146
FIGURA A. 21 SEÑALES DE CORRIENTES EN EL ESTATOR Y ROTOR OBTENIDAS FUERA DE LÍNEA.	146
FIGURA A. 22 ADICIÓN DEL BLOQUE OPWRITER FILE DENTRO DEL MODELO.	147

	Página
FIGURA A. 23 VENTANA DE CONFIGURACIÓN DEL BLOQUE OPWRITER FILE.	149
FIGURA A. 24 VENTANA DE CONFIGURACIÓN DEL BLOQUE OP TRIGGER.....	149
FIGURA A. 25 ESPACIO DE TRABAJO DEL MODELO.	150
FIGURA A. 26 CARGA DEL MODELO DENTRO DEL SIMULADOR.	151
FIGURA A. 27 EJECUCIÓN DEL MODELO EN TIEMPO REAL.	152
FIGURA A. 28 FINALIZACIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	153

*Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia*

LISTA DE TABLAS

Página

TABLA 3. 1 TIPOS DE FALLAS Y TIEMPOS DE DURACIÓN [CFE, 2011].....	52
TABLA 4. 1 VALORES DE LONGITUD DE RUGOSIDAD PARA DIFERENTES TIPOS DE AMBIENTE [PANOFSKY AND DUTTON, 1984].....	63
TABLA 4. 2 COEFICIENTES PARA LA APROXIMACIÓN DEL COEFICIENTE DE POTENCIA [ACKERMANN, 2005].....	66
TABLA 4. 3 VALORES TÍPICOS PARA EL CONTROL DE VELOCIDAD [CIGRE, 2007].	80
TABLA 4. 4. PARÁMETROS DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN.....	83
TABLA 4. 5 PARÁMETROS DE LA TURBINA [PERDANA AND PERSSON, 2004].	83
TABLA 4. 6 COEFICIENTES PARA LA DETERMINACIÓN DE C_p . [PERDANA AND PERSSON, 2004]	83
TABLA 4. 7 CONSTANTES DEL SISTEMA MECÁNICO DE TRES MASAS.	84
TABLA 4. 8 CONSTANTES DEL SISTEMA MECÁNICO DE DOS MASAS.	84
TABLA 4. 9 CONSTANTES DEL SISTEMA MECÁNICO DE UNA MASA.	84
TABLA 4. 10 PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	84
TABLA 4. 11 PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR.	84
TABLA 4. 12 TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA POTENCIA BAJA (0.7093 P.U).	94
TABLA 4. 13 TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA POTENCIA MEDIA (0.8176 P.U).....	101
TABLA 4. 14 TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA POTENCIA ALTA (0.9681 P.U).....	101
TABLA 4. 15 TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA POTENCIA ALTA (0.9681 P.U) CON CONTROL PI.....	110
TABLA 4. 16 TIEMPOS CRÍTICOS DE LIBERACIÓN DE FALLA PARA POTENCIA ALTA (0.9681 P.U) CON CONTROL P.....	110
TABLA 4. 17 FUNCIONES PRINCIPALES DEL RELEVADOR SEL® 300G [SEL, 2013].....	111
TABLA 4. 18 PROTECCIONES REQUERIDAS PARA SISTEMAS EÓLICOS [CFE, 2011].	112
TABLA 4. 19 EQUIVALENCIAS ENTRE SEÑALES DE BAJO NIVEL Y VALORES NOMINALES [SEL, 2013].	112
TABLA 4. 20 ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS DE SALIDA.....	119
TABLA 4. 21 ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS DE ENTRADA.	119

*Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia*

GLOSARIO

Abreviaciones

AMDEE:	Asociación Mexicana de Energía Eólica.
AWEA:	" <i>American Wind Energy Association</i> " (Asociación de Energía Eólica Americana).
CA:	Corriente alterna.
CD:	Corriente directa.
CFE:	Comisión Federal de Electricidad
CIGRE:	" <i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i> " (Consejo Internacional de Grandes Redes Electricas").
DFIG:	" <i>Double Feed Induction Generator</i> " (Generador de Inducción Doblemente Alimentado).
EMTP:	" <i>ElectroMagnetic Transient Program</i> " (Programa de Transitorios Electroimaneéticos).
FACTS:	" <i>Flexible AC Transmission Systems</i> " (Sistemas de Transmisión de CA Flexibles).
FRC:	" <i>Full Rated Converter</i> " (Convertidor Completamente Nominal).
GWEC:	" <i>Global Wind Energy Council</i> " (Consejo de Energía Eólica Global).
HIL:	" <i>Hardware In the Loop</i> " (Hardware en Lazo Cerrado).
ICR:	" <i>Inter-Rack Communications Card</i> " (Tarjeta de Comunicación entre Racks).
IEC:	" <i>International Electrotechnical Commission</i> " (Comisión Electrotécnica Internacional).
IEEE:	" <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> " (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
PWM:	" <i>Pulse Width Modulation</i> " (Modulación por Ancho de Pulso).
RTDS:	" <i>Real Time Digital Simulator</i> " (Simulador Digital en Tiempo Real).
TCP:	" <i>Tandem Procesor Card</i> " (Tarjeta Procesadora en Paralelo).
TNA:	" <i>Transient Network Analyses</i> " (Analizador de Transitorios de Redes).
TRANSTAB	Programa de Simulación en el Tiempo desarrollado en FORTRAN77.
VSC:	" <i>Voltage Source Converter</i> " (Convertidor Fuente de Voltaje).
WIC:	" <i>Workstation Interface Card</i> " (Tarjeta de Interface con la Estación de Trabajo).

Parámetros

λ	Velocidad Punta
ω	Velocidad del rotor
R	Radio de la turbina
v	Velocidad del viento
P _{aire}	Potencia disponible en el flujo del aire

ρ	Densidad del aire
A	Área de barrido de la turbina
C_p	Coefficiente de potencia
P_{turbina}	Potencia mecánica de la turbina
β	Angulo de inclinación del aspa
T_{turbina}	Par de la turbina
C_T	Coefficiente de par
$C_{P_{\text{opt}}}$	Coefficiente de potencia optimo
λ_{opt}	Velocidad punta optima
$C_{T_{\text{max}}}$	Coefficiente de par máximo
RP	Potencia nominal del aerogenerador
RCF	Factor de capacidad nominal del aerogenerador
h	Altura de la velocidad del viento, horas
P_{st}	Indicador de variación de tensión a corto plazo
P_{lt}	Indicador de variaciones de tensión a largo plazo
V_s	Magnitud de voltaje del estator
σ	Factor de perdidas
α	Ángulo del voltaje del estator
X'_s	Reactancia transitoria del estator
T'_s	Constante de tiempo del estator
T'_r	Constante de tiempo del rotor
L'_s	Inductancia transitoria del estator
L'_r	Inductancia transitoria del rotor
L_{lr}	Inductancia de dispersión del rotor
L_M	Inductancia magnetizante
L_{ss}	Inductancia propia del estator
L_{rr}	Inductancia propia del rotor
r_s	Resistencia del estator
r_r	Resistencia del rotor
v_p	Valor promedio del viento
v_r	Componente de rampa
v_{rf}	Componente de ráfaga
v_t	Componente de turbulencia
S_{wt}	Densidad del espectro de potencia
l	Longitud de la turbulencia media
P_{Dt}	Densidad de potencia de la turbulencia
Z_0	Longitud de rugosidad del ambiente
θ_{WT}	Posición angular de la turbina
θ_{GB}	Posición angular de la caja de engranes
θ_G	Posición angular del generador
ω_{WT}	Velocidad angular de la turbina
ω_{GB}	Velocidad angular de la caja de engranes
ω_G	Velocidad angular del generador

T_{WT}	Par mecánico de la turbina
T_G	Par eléctrico del generador
K_{HGB}	Coefficiente de rigidez entre el eje o concentrador y la caja de engranes
K_{GBG}	Coefficiente de rigidez entre la caja de engranes y el generador
D_{WT}	Coefficiente de amortiguamiento propio de la turbina
D_{GB}	Coefficiente de amortiguamiento propio de la caja de engranes
D_G	Coefficiente de amortiguamiento propio del generador
d_{HGB}	Constante de amortiguamiento mutuo entre el eje o concentrador y la caja de engranes
d_{GBG}	Constante de amortiguamiento mutuo entre la caja de engranes y el generador
N_{GB}	Relación de la caja de engranes
K_{2M}	Rigidez de la flecha equivalente
d_{2M}	Coefficiente de amortiguamiento equivalente
H_{WT}	Constante de Inercia de la turbina
H_{GB}	Constante de inercia de la caja de engranes
H_G	Constante de inercia del generador
L_s	Matriz de inductancias del estator
L_r	Matriz de inductancias del rotor
L_{sr}	Matriz de inductancias mutuas entre estator y rotor
K_s	Transformación para el circuito del estator
K_r	Transformación para el circuito del estator
V_{ds}	Voltaje del estator en el eje directo
V_{qs}	Voltaje del estator en el eje en cuadratura
V_{dr}	Voltaje del rotor en el eje directo
V_{qr}	Voltaje del rotor en el eje en cuadratura
i_{ds}	Corriente del estator en el eje directo
i_{qs}	Corriente del estator en el eje en cuadratura
i_{dr}	Corriente del rotor en el eje directo
i_{qr}	Corriente del rotor en el eje en cuadratura
ψ_{ds}	Enlace de flujo del estator en el eje directo
ψ_{qs}	Enlace de flujo del estator en el eje en cuadratura
ψ_{dr}	Enlace de flujo del rotor en el eje directo
ψ_{qr}	Enlace de flujo del rotor en el eje en cuadratura
ψ_{ds}	Enlace de flujo del estator en el eje directo
ψ_{qs}	Enlace de flujo del estator en el eje en cuadratura
ψ_{dr}	Enlace de flujo del rotor en el eje directo

*Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia*

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente se requiere disminuir de manera importante la dependencia existente entre la generación de energía eléctrica y los combustibles fósiles debido a varias razones, entre las que podemos citar: el elevado costo actual de estos combustibles y el hecho de que en un futuro cercano su disponibilidad va a ser muy limitada o nula, mientras que la tendencia mundial del consumo de la energía eléctrica es que éste se incremente de manera constante [CIGRE, 2006].

Por esta razón a partir de la década de los setenta se ha tenido que recurrir al desarrollo de la generación eléctrica a través de energías alternativas entre las que se pueden mencionar tecnologías que emplean fuentes de energía renovables. El impulso dado al desarrollo de esta tecnología ha permitido que muchos esquemas en fase experimental se conviertan en un producto capaz de competir en el mercado y ganar terreno a otras alternativas que operan con combustibles fósiles, debido principalmente a que su costo de operación es muy bajo comparado con los sistemas de generación convencional, como es el caso de la energía eólica.

La generación de energía eléctrica a partir del viento resulta ser una de las formas de generación de electricidad a partir de energías renovables con un mayor auge, sólo por debajo de la generación hidráulica, y esto es debido a que el viento es una fuente de energía inagotable, y una vez hecha su instalación, dicho recurso es gratuito. Además, no contamina pues al no existir combustión no produce lluvia ácida, no contribuye al aumento de los gases invernadero, no destruye la capa de ozono y no genera residuos, aunque puede tener otros efectos adversos menores en el ambiente.

En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan principalmente generadores síncronos para generar energía eléctrica; sin embargo los generadores de inducción se han convertido en una opción importante para sistemas alternativos de generación de potencia; tal es el caso de las plantas eolieléctricas [Akhmatov, 2005]. El efecto de los generadores de inducción es importante en la operación de los sistemas eléctricos de

potencia ya que actualmente existen generadores de inducción conectados a las redes de distribución y transmisión, o bien, en sistemas aislados.

Es por esta razón que en este trabajo se desarrollan modelos dinámicos de los componentes de los aerogeneradores de velocidad fija que sean capaz de emplearse en el simulador híbrido OPAL-RT®, el cual permite realizar simulaciones en tiempo real, es decir; simulaciones con pasos de integración del orden de microsegundos en donde el tiempo de cómputo corresponde al tiempo de simulación. Lo que permitirá evaluar correctamente la interacción del aerogenerador con el sistema eléctrico de potencia, y en particular, con equipos de control y/o protección reales en lazo cerrado ante diferentes disturbios.

1.2 OBJETIVO

Estudiar y desarrollar modelos de aerogeneradores de velocidad fija que permitan evaluar su comportamiento dinámico ante diferentes características de operación y en estudios de estabilidad al usar el simulador en tiempo real OPAL-RT®.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Aunque las plantas de generación eoloelectrica presentan algunas desventajas como lo es la aleatoriedad del viento, causante de su bajo factor de planta, y a que no representan una solución a largo plazo del problema de abasto de energía a gran escala, son actualmente una alternativa que permite, en muchos sistemas, ahorrar el consumo de otros combustibles, lo que ha propiciado un aumento importante en la capacidad instalada de este tipo de plantas generadoras, que se espera llegue a ser de aproximadamente el 15% de la capacidad instalada total a nivel mundial [GWEC, 2013].

El aumento en la capacidad instalada ha hecho que los transitorios de las plantas eoloelectricas puedan llegar a afectar de manera importante el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia [CIGRE, 2007]. Actualmente existen muchos retos en el modelado de este tipo de plantas. Además de la dificultad de modelar correctamente características intrínsecas de funcionamiento (como la distribución desigual del viento en la planta y su aleatoriedad) la mayoría de los modelos dinámicos de los aerogeneradores se consideran propiedad intelectual exclusiva de los fabricantes [Muljadi, 2008], con lo que no se pueden obtener fácilmente y de esta manera no se puede evaluar de manera adecuada su efecto en el sistema.

Es por esta razón que se considera importante desarrollar modelos detallados de los aerogeneradores para diferentes estudios de sistemas de potencia y diferentes tipos

de simuladores. En particular, los modelos de tiempo real de los aerogeneradores a ser desarrollados en este trabajo, permiten evaluar el desempeño de equipos reales de control y protección de este tipo de componentes del sistema eléctrico de potencia en diferentes condiciones de operación y ante varios tipos de disturbios. Esto es muy necesario debido a que se podrán comprobar o proponer diferentes esquemas de control y protección que mejoren la operación del aerogenerador como parte del sistema eléctrico de potencia.

Además, los modelos desarrollados para el simulador OPAL-RT al estar programados en el lenguaje SIMULINK® de MATLAB® pueden ser empleados también en simulaciones fuera de línea.

Una justificación adicional se puede comprobar en la siguiente sección (antecedentes), en la cual se muestra que, a pesar de que se ha trabajado en este tipo de generadores en tesis de nivel maestría desde 1998, en ninguno de los trabajos hasta ahora desarrollados se ha programado un modelo completo de ningún aerogenerador, que incluya la dinámica del viento, el modelo mecánico y eléctrico del generador, los modelos de los controles y los elementos de electrónica de potencia. En este aspecto, se puede decir que en la Coordinación de Programas de Posgrado en Ingeniería Eléctrica este trabajo es muy necesario, ya que es el primero que modela todos los componentes en detalle para simulaciones fuera de línea y en tiempo real, y por lo tanto inicia este campo.

En un futuro la continuación de este tipo de trabajos desarrollando modelos detallados de todos los tipos de generadores hará que sea posible analizar problemas dinámicos de grandes plantas de generación eóloeléctricas, siempre y cuando se pueda tener acceso a sus parámetros. También permitirá el desarrollo de controles propios para resolver problemas de regulación de tensión y frecuencia que actualmente requieren este tipo de plantas.

Un aspecto importante que a veces no se considera, es que en la docencia de este tipo de sistemas, la disponibilidad de modelos detallados de aerogeneradores mejorará la enseñanza de este tipo de generadores a alumnos de licenciatura y posgrado.

1.4 ANTECEDENTES

Las primeras turbinas eólicas que fueron empleadas para la generación de energía eléctrica fueron diseñadas con máquinas de inducción jaula de ardilla debido a su sencillez y a su bajo costo y por esta razón funcionan bajo el concepto de velocidad fija, lo que indica que su rango de variación de velocidad es muy limitado. Con el paso del tiempo se fueron empleando generadores de inducción con rotor devanado;

el cual era conectado a una resistencia externa variable para poder así variar su deslizamiento y con ello lograr operar como aerogeneradores de velocidad variable.

Con el desarrollo de la electrónica de potencia, el arreglo con resistencias variables fue desplazado por el concepto de generadores de inducción doblemente alimentados; en ellos el estator está conectado directamente a la red y el rotor es alimentado a través de un inversor el cual permite variar la frecuencia y amplitud del voltaje en el rotor; permitiendo así rangos mayores de velocidad que el arreglo de resistencias.

Mediante la aplicación de la electrónica de potencia sobre esta nueva tecnología se han logrado obtener diversas configuraciones de aerogeneradores; las cuales permiten emplear generadores síncronos y asíncronos con diferentes arreglos y formas de control.

Actualmente la literatura disponible acerca de los aerogeneradores es muy extensa, e incluye libros, reportes de investigación, artículos y tesis. Debido a esto, se listan en las siguientes secciones las publicaciones que se consideran más relevantes para este trabajo.

1.4.1 Trabajos desarrollados más relevantes sobre aerogeneradores

Los trabajos que se describen a continuación son los que se consideran más relevantes acerca del funcionamiento y modelado de aerogeneradores en estado estacionario y dinámico a nivel internacional. Se han ordenado las referencias de acuerdo al tipo, en: libros, reportes de investigación, artículos y tesis.

Libros

Para desarrollar este trabajo se revisaron principalmente los siguientes libros: [Akhmatov, 2005], [Heier, 2006], [Manwell et al., 2002], [Ackermann, 2005], [Anaya et al., 2009], [Fox et al., 2007], [Teodorescu et al., 2011] los cuales presentan información sobre el principio de funcionamiento, estructura y tipos de aerogeneradores, así como el modelado de sus componentes y formas de control más frecuentemente empleadas.

Reportes de investigación

En [CIGRE, 2006] se estudian los efectos sobre la planificación del sistema de potencia debido a las incertidumbres asociadas con tecnologías como la generación de energía eólica. Las principales incertidumbres que se tratan en este reporte son la velocidad de instalación de generación de energía eólica y su ubicación, incertidumbre sobre los efectos de su intermitencia e incertidumbres asociadas a las características técnicas de la generación eólica y su interacción con el sistema eléctrico de potencia.

En [CIGRE, 2007] se presenta un breve resumen de la experiencia de algunas empresas de servicios públicos alrededor del mundo que tienen una gran penetración de generación eólica en su sistema eléctrico de potencia. También se muestran las diferentes tecnologías que son empleadas en los aerogeneradores, recomendaciones que se deben de tomar en cuenta para el modelado de parques eólicos en diferentes estudios y la forma en que los fabricantes están enfrentando algunos retos técnicos en los diferentes diseños.

Artículos de investigación

Los artículos de investigación más relevantes para el desarrollo de este trabajo son los siguientes:

En [Ruiz et al., 2002] se propone un método a partir de un modelo en estado estable de la máquina de inducción para el problema de inicialización de modelos dinámicos de motores de inducción en estudios de estabilidad transitoria.

En [Holdsworth et al., 2003] se desarrolla el modelo dinámico de orden reducido de la máquina de inducción para modelar tanto aerogeneradores de velocidad fija como aerogeneradores de velocidad variable, además se compara su comportamiento durante disturbios en la red eléctrica.

En [Perdana and Persson, 2004] se presenta el control de velocidad comúnmente implementado en los aerogeneradores durante velocidades de viento altas.

En [Muljadi et al., 2005] se presenta la respuesta dinámica de diferentes tipos de aerogeneradores (velocidad fija y velocidad variable), los cuales fueron desarrollados en la plataforma de PSS/E. Además de presentar los diagramas simplificados de cada modelo implementado.

En [Muyeen et al., 2007] se presenta un estudio comparativo entre emplear diferentes sistemas de trenes mecánicos en estudios de estabilidad transitoria en dos sistemas de prueba diferentes, además se presenta una metodología para la reducción del modelo del tren mecánico de seis masas al modelo de dos masas.

En [Muljadi and Gevorgian, 2011] se presentan las diferencias en el comportamiento dinámico de diferentes tipos de aerogeneradores durante fallas eléctricas, mostrando una aproximación para el cálculo de las corrientes de falla.

En [Celik, 2003] se realiza la estimación de la producción de energía para aerogeneradores de baja potencia usando datos del viento mediante una distribución Weibull.

En [Li et al., 2006] se realiza un estudio de estabilidad transitoria considerando sistemas de generación eólica con máquinas de inducción jaula de ardilla considerando un modelo de máquina detallado y reducido.

En [Larson, 1996] se presentan los principales problemas que se presentan en la calidad de la energía cuando se realiza la integración de sistemas de generación eólica enfocándose en la frecuencia y voltaje.

Tesis

En [Akhmatov, 2003] se presenta uno de los primeros trabajos en el área del modelado dinámico de aerogeneradores. Se enfoca en los aerogeneradores de velocidad fija, aerogeneradores con resistencia variable en el rotor, aerogeneradores doblemente alimentados y en aerogeneradores con tracción directa con generador síncrono múltiplos. Tiene como objetivo investigar la estabilidad de voltaje a corto plazo en sistemas donde existe alta penetración de energía eólica.

En [Slootweg, 2003] se presenta el modelado de los diferentes componentes de un aerogenerador. Se desarrollan modelos genéricos y se emplean para investigar la manera en que la penetración de energía eólica afecta el comportamiento de un sistema de potencia

En [Perdana, 2006] se desarrollan modelos dinámicos de aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable para estudios de estabilidad de voltaje y de frecuencia considerando modelos de máquina de inducción de quinto y de tercer orden.

En [Perdana, 2008] se proponen modelos dinámicos genéricos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de frecuencia y voltaje para el tipo de aerogenerador de velocidad fija, doblemente alimentado y con convertidor completamente nominal. Los modelos se desarrollan para el fasor de secuencia positiva en el dominio del tiempo empleando la herramienta de simulación PSS/E.

1.4.2 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME-Z relacionados con los sistemas eoloeléctricos

En la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME-Zacatenco se han desarrollado una gran variedad de trabajos enfocados a la investigación del impacto que tiene la generación de energía eléctrica a partir del viento en los sistemas de eléctricos de potencia; así como la implementación de generadores de inducción, los cuales son descritos a continuación:

En [Gallegos, 1998] se proponen metodologías tanto determinísticas como probabilísticas que permiten observar los beneficios tanto en energía como en capacidad disponible debidos a la adición de una central eoloeléctrica La Venta, ubicada en la costa sur del Istmo de Tehuantepec. Además se desarrollan programas computacionales para evaluaciones de estudios de confiabilidad a nivel jerárquico I con sistemas hidro-eólicos.

En [Santos, 1999] se analiza la interacción de los generadores de inducción en el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia, principalmente en el análisis de estabilidad transitoria utilizando diferentes modelos de generadores de inducción por medio de simulación digital para diferentes arreglos de sistemas eléctricos de potencia (sistema aislado, máquina bus infinito y multimáquinas); dichos resultados son validados con simulaciones experimentales. También se efectúa un estudio experimental del comportamiento de un generador de inducción en estado estacionario, obteniendo variables como potencia activa, potencia reactiva, velocidad y factor de potencia, así como también los límites mínimos y máximos de operación de la máquina de inducción como generador.

En [Vega, 2005] se desarrolla una metodología para evaluar las pérdidas y confiabilidad de la instalación de una red de distribución subterránea contra una red aérea a fin de coleccionar la energía eléctrica producida en la central eoloeléctrica La Mata de 67.5 MW, obteniendo como resultado que las redes subterráneas son más costosas pero más confiables en comparación con las redes aéreas, aunque en un tiempo determinado el costo de inversión es recuperable.

En [Lázaro, 2005] se analiza la interacción de los generadores de inducción en el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia; principalmente en el análisis de estabilidad ante pequeños disturbios; empleando diferentes configuraciones del sistema máquina bus infinito y aplicando métodos de análisis tanto en el dominio del tiempo como en la frecuencia. Además se hace un análisis de estabilidad completo ante pequeños disturbios empleando eigenanálisis y el análisis de Prony las cuales son técnicas de análisis e identificación modal, respectivamente.

En [González, 2005] se desarrolla un control neuronal que permite optimizar la producción de energía eléctrica que es capaz de generarse en una planta eólica, mediante la estrategia de control de la potencia entregada del generador al sistema de potencia, de tal manera que el rotor opere continuamente a una velocidad lo más cercanamente posible a aquella con la cual se obtiene el punto de máxima generación. A través de la variación del índice de modulación del inversor electrónico perteneciente a la parte del sistema rectificador-inversor.

En [Vázquez, 2007] se obtienen las características en estado estacionario de un generador de inducción autoexcitado con el cual se estudian las formas de regular el

voltaje a la salida del generador mediante la variación de la capacitancia de excitación considerando diferentes tipos de carga monofásica.

En [Suárez, 2010] se analizan los efectos que tiene desde el punto de vista de la operación la inyección de energía eléctrica generada a partir de la energía solar y eólica en los sistemas eléctricos de potencia. Además presenta los factores que hay que considerar para llevar a cabo la interconexión de dicha generación con la red.

En [Ishijara, 2010] se analizan e implementan en un programa de simulación en el tiempo "TRANSTAB", modelos dinámicos simplificados de aerogeneradores basados en máquinas de inducción, adecuados para evaluar el efecto de estas plantas en el sistema de potencia interconectado en estudios de estabilidad de corto plazo.

En [Anaya, 2012] se desarrolla una metodología de planeación para la red de transmisión asociada a la generación de centrales eolieléctricas que contempla la aleatoriedad inherente de este recurso y su impacto en la operación, confiabilidad y aprovechamiento de la red basada en criterios probabilísticos y económicos.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES

Los modelos dinámicos de los aerogeneradores de velocidad fija y sus controles considerados en el presente trabajo son adecuados para estudios del comportamiento de este tipo de aerogeneradores, en el corto y largo plazo empleando el simulador digital OPAL-RT; lo que permite realizar simulaciones en lazo cerrado con dispositivos físicos de control y/o protección.

Debido a que no se cuenta con mediciones reales de aerogeneradores instalados en plantas reales, resulta difícil hacer validaciones de los resultados de las simulaciones digitales con mediciones. Sin embargo, el desarrollo reciente de modelos estándar y la disponibilidad de información acerca de modelos actualmente no considerados en los programas comerciales de simulación, hace necesario que se desarrollen, e implementen tanto en este tipo de programas como en programas desarrollados por el grupo de fenómenos dinámicos en redes interconectadas y máquinas eléctricas.

La utilización de un simulador en tiempo real permite evaluar el comportamiento dinámico del aerogenerador de velocidad fija ante diferentes condiciones de operación, lo cual no es posible actualmente en el laboratorio con un generador eólico real, debido a que en el área geográfica en la que se encuentra no existe un recurso adecuado de viento para realizar simulaciones.

El modelo detallado desarrollado en el presente trabajo es adecuado para realizar estudios de producción de energía eléctrica a partir de perfiles de viento, estabilidad en el tiempo, análisis de calidad de la energía y otros.

Aunque el modelo desarrollado fue probado principalmente en sistemas de potencia tipo máquina-bus infinito, no está limitado a este tipo de sistemas, sino que puede ser empleado en sistemas de potencia multimáquinas. El uso de un sistema de tipo máquina-bus infinito se debió a que se verificó en esta etapa el desempeño de los componentes principales del aerogenerador.

1.6 APORTACIONES DE LA TESIS

Las aportaciones principales de la tesis son:

- El modelo dinámico del aerogenerador de velocidad fija desarrollado en esta tesis permite la realización de simulaciones en tiempo real en lazo cerrado con dispositivos físicos al usar el simulador digital OPAL-RT®.
- Se desarrollaron o adaptaron modelos de todos los componentes principales del aerogenerador de inducción de velocidad fija, los cuales se describen tanto matemáticamente como en el bloque respectivo de SIMULINK®. Estos modelos fueron probados en simulaciones digitales fuera de línea y en una simulación en tiempo real.
- El modelo desarrollado permite la realización más realista de simulaciones considerando la dinámica del viento, y el efecto de los controles, lo que ofrece resultados más objetivos. Por ejemplo, con el modelo se pueden realizar estudios de estabilidad considerando el efecto del viento y la respuesta del control de velocidad ante fallas trifásicas aplicadas en las terminales del aerogenerador. También se pudo evaluar el efecto del modelado del sistema mecánico del rotor y del arrancador electrónico.
- Aunque el modelo desarrollado fue probado principalmente en sistemas de potencia tipo máquina-bus infinito, no está limitado a este tipo de sistemas, sino que puede ser empleado en sistemas de potencia multimáquinas. El uso de un sistema de tipo máquina-bus infinito se debió a que se verificó en esta etapa el desempeño de los componentes principales del aerogenerador.
- Se presentan las principales características que debe cubrir un modelo creado en SIMULINK® de MATLAB® para poder ser compilado por el software RT-LAB y a su vez ejecutado en tiempo real dentro del simulador digital OPAL-RT.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La estructura de este trabajo es la siguiente:

Capítulo 1: Establece el planteamiento del problema que da fundamento a este trabajo. Se presenta cual es el objetivo y justificación para elaborar este trabajo, antecedentes que se han tenido en el desarrollo de aerogeneradores de inducción; además de los límites a los cuales está sujeto, las aportaciones y estructura de la tesis.

Capítulo 2: Se presenta de manera general el desarrollo histórico de la generación de electricidad a partir del viento, los principales componentes que integran un generador eólico, así como la descripción de los diferentes tipos de aerogeneradores que existen partiendo de la clasificación que describe la velocidad a la que operan (velocidad fija y velocidad variable).

Capítulo 3: Describe los diferentes tipos de simuladores empleados a lo largo de la historia para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia, enfocándose al simulador digital en tiempo real OPAL-RT con el que cuenta el Laboratorio de Simulación de Sistemas Eléctricos en Tiempo Real de la ESIME-Zacatenco del IPN. Además se muestran los diferentes estudios de simulación para evaluar el comportamiento de los aerogeneradores.

Capítulo 4: Se presenta a detalle la estructura de un aerogenerador de velocidad fija y el modelo matemático de cada componente que lo integra. Se realizan diferentes pruebas fuera de línea y se muestra la implementación del modelo completo en el simulador digital en tiempo real para la realización de pruebas en lazo cerrado con un relevador comercial.

Capítulo 5: Se establecen las conclusiones de este trabajo de tesis y sugerencias para trabajos futuros.

Apéndice: En este apartado se describe el procedimiento para realizar simulaciones en tiempo real con el equipo OPAL-RT.

CAPÍTULO 2:

PLANTAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL VIENTO

2.1 INTRODUCCIÓN

El protocolo de Kioto es el acuerdo institucional más importante en relación al cambio climático, y fue firmado por 160 naciones industrializadas el 11 de diciembre de 1997. El protocolo original requería una reducción colectiva entre estas naciones del 5.2% en las emisiones de gases invernadero con respecto a las registradas en el año de 1990 en un plazo de cuatro años (2008 a 2012). Sin embargo, en la cumbre de Bonn realizada en julio de 2001, ese límite se fijó en 1.8% ya que de lo contrario se corría el riesgo de que el protocolo no se ratificara [Euskadi, 2010]. El 1 de enero de 2013 se firmó la segunda etapa de este acuerdo el cual estará vigente del 2013 al 2020 [VozdeRusia, 2012].

Ésta, entre otras razones, es una de las principales causas por la que ha surgido globalmente un incremento en la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables. La energía eólica es una de las tecnologías más maduras de energías renovables y recientemente ha tenido gran aceptación en Norte América, Europa, Australia y en otras partes del mundo [CIGRE, 2006].

Debido al rápido crecimiento de la generación eólica, y al hecho de que ahora constituye una porción significativa en la generación de energía eléctrica alrededor del mundo, hay una inminente necesidad de entender mejor el comportamiento dinámico de esta tecnología para ser capaz de modelarla fielmente y representarla en estudios de sistemas de potencia. Es de vital importancia para la industria eléctrica tener una fuente de información concisa que defina las características distintivas de la generación eólica y como su impacto sobre el funcionamiento del sistema tiene que ser evaluado a través de un modelado y análisis adecuado.

2.2 DESARROLLO HISTÓRICO DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DEL VIENTO

La energía del viento ha sido aprovechada durante siglos; originalmente las turbinas de viento o molinos de viento fueron usados para bombear agua, moler granos y otras actividades agrícolas. Los primeros diseños de los que se tiene conocimiento fueron sistemas de eje vertical desarrollados en Persia (Irán) construidos aproximadamente en el año 900 A.C. los cuales eran susceptibles a daños ante vientos altos [WPD, 2006].

Los primeros molinos de viento aparecieron en Europa durante la edad media, tenían un diseño de eje horizontal y eran empleados para casi cualquier tarea mecánica. Debido a que la gran mayoría eran construidos sobre postes, el molino podía ser orientado al viento cuando su dirección cambiaba. Estos molinos normalmente tenían cuatro aspas debido a la facilidad de su construcción [Manwell et al., 2002].

El funcionamiento de los molinos de viento se mejoró constantemente entre los siglos XII y XIX. Para el final del siglo XIX, los molinos de viento de Europa típicos usaban un rotor de 25 metros de diámetro y alcanzaron una altura de 30 metros. En 1800 alrededor de 20,000 molinos de viento modernos estaban en operación sólo en Francia, y en Holanda el 90% de la potencia usada en la industria provenía de energía eólica. La industrialización provocó una disminución gradual de los molinos de viento, pero aún en 1904 la energía eólica proveía el 11% de la energía industrial en Holanda y Alemania se tenía más de 18,000 unidades instaladas [Ackermann, 2005].

Cuando los molinos de viento europeos empezaron a desaparecer lentamente, los molinos de viento fueron introducidos a Norte América por los colonos. La popularidad de los molinos de viento en Estados Unidos de América alcanzó su cúspide entre los años de 1920 y 1930, con aproximadamente 600,000 unidades instaladas [Ackermann, 2005].

En 1891 el danés Poul LaCour fue el primero en construir una turbina de viento capaz de generar electricidad. Ingenieros daneses mejoraron esa idea durante la primera y segunda guerra mundial y usaron esa tecnología para superar la escasez de energía que se tenía en esa época. Las turbinas de viento construidas por la compañía danesa F.L. Smidth en 1942 pueden ser consideradas como precursoras de los aerogeneradores modernos. Las turbinas Smidth fueron las primeras en emplear superficies aerodinámicas modernas basadas en el conocimiento avanzado de aerodinámica de ese tiempo. En ese mismo periodo, el americano Palmer Putnam construyó una gran turbina de viento para la compañía americana Morgan Smith Co., con un diámetro de 53 metros. No solo fue significativamente diferente el tamaño de la máquina, también lo fue la filosofía de diseño. La filosofía danesa era basada en un rotor a barlovento (en contra del viento) con regulación "stall" operando a

velocidades bajas. El diseño de Putnam estaba basado en un rotor a sotavento (en dirección del viento) con regulación variable del ángulo del aspa o “pitch”. Sin embargo la turbina Putnam no fue exitosa y fue desmantelada en 1945 [Ackermann, 2005].

Después de la segunda guerra mundial, el danés Johannes Juul diseñó una turbina a barlovento la cual fue instalada en Gedser, Dinamarca y generó alrededor de 2.2 millones de kWh entre los años 1956 y 1976. En ese mismo tiempo el alemán Hütter desarrolló un nuevo enfoque. Su turbina estaba compuesta por dos aspas delgadas hechas con fibra de vidrio con diseño a sotavento y llegó a ser reconocida por su alta eficiencia [Ackermann, 2005].

A pesar del éxito de las turbinas de Juul y Hütter, el interés de la generación de energía eléctrica a partir del viento disminuyó después de la segunda guerra mundial, pero con la crisis del petróleo en el comienzo de la década de los 70, el interés por esta tecnología regresó. Como resultado de ello llegaron a estar disponibles apoyos financieros para la investigación y desarrollo de la energía eólica. Países como Alemania, E.U.A y Dinamarca usaron ese dinero para desarrollar prototipos de aerogeneradores a gran escala en el rango de mega watts [Ackermann, 2005]; fue a partir de entonces cuando se empezó a registrar un incremento en la producción de energía eléctrica a partir del viento alrededor del mundo.

Los avances tecnológicos en el campo de la energía eólica han evolucionado rápidamente en las últimas tres décadas, esto ha permitido desarrollar nuevos materiales para la construcción de aspas más largas incrementando el diámetro del rotor, el cual se espera que llegue a ser de hasta 250 m para el año 2020 [Energías Renovables, 2012]. La figura 2.1 muestra la evolución en las dimensiones del diámetro del rotor y capacidad de generación de los aerogeneradores que se ha tenido con el paso del tiempo.

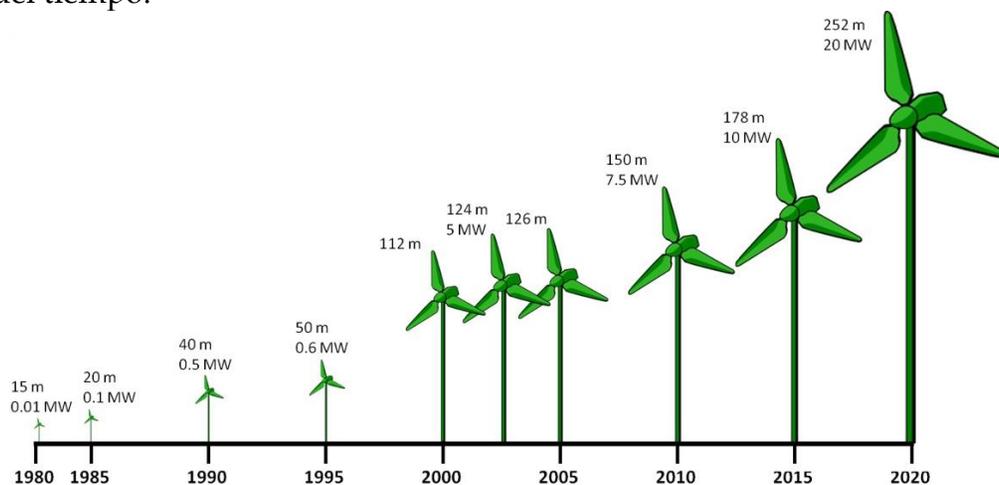


Figura 2. 1 Evolución del diámetro y capacidad de generación de las turbinas eólicas (Adaptado de [La información, 2012]).

En la actualidad existe toda una gama de modelos de aerogeneradores diferentes entre sí; tanto por la potencia proporcionada, como por el número de aspas o incluso por la manera en que se produce la energía eléctrica. A continuación se describirán las cuatro principales características de diseño que pueden existir entre los diferentes tipos de aerogeneradores.

2.2.1 Posición del eje

Eje vertical. Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son también llamados “VAWTs” (por “*Vertical Axis Wind Turbines*” en inglés). Existen tres tipos de estos aerogeneradores:

- **Darrieus:** Son turbinas bastante simples y de bajo costo aunque mayores que las turbinas del tipo Panémona y Savonius. Consisten en dos o tres aspas en forma de hojas delgadas unidas al eje en los extremos con una curva diseñada para optimizar el rendimiento. No requieren sistema de direccionamiento y comienzan a funcionar con velocidades de viento de 2 m/s. El generador Darrieus más grande del mundo es de 4 MW de potencia, con una altura de 42 metros, se encuentra en Canadá [CER, 2011].
- **Panémona:** Este tipo de turbina tiene distintas configuraciones, pero en general consiste en aspas paralelas al eje, separadas de éste por un brazo rígido. Puede generar potencias entre 10 kW y 1 MW.
- **Savonius:** Es el diseño más simple de aerogenerador, en el cual dos o más filas de semicilindros son colocados opuestamente. Esta aplicación es muy usada en áreas rurales, pudiendo generar potencias entre 0.1 y 5 kW.

Eje horizontal. Son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años. Se les denomina también como “HAWTs” (por “*Horizontal Axis Wind Turbines*” en inglés). Es decir, el eje de rotación es paralelo al suelo. Tienen la ventaja de que las aspas están situadas a una altura elevada, con lo cual la velocidad media del viento es mayor y la intensidad de turbulencia es menor que al nivel del terreno.

2.2.2 Disposición del equipo con respecto al viento

Barlovento. Las máquinas a barlovento (en contra del viento) tienen el rotor de cara al viento y son las más empleadas alrededor del mundo. Las principales características de estos diseños es que se evita el efecto sombra causado por la torre y se tienen pocas fluctuaciones en la potencia de salida. El principal inconveniente es que requieren un eje bastante rígido y estar situado a una cierta distancia de la torre, además necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

Sotavento. Las máquinas a sotavento (en dirección al viento) tienen el rotor situado por detrás de la torre tomando como referencia la dirección del viento. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin ningún mecanismo de orientación; si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

Un aspecto importante es que el rotor puede hacerse más flexible debido a que no se corre el riesgo de que las aspas choquen con la torre cuando existan corrientes de vientos altos. El inconveniente principal son las fluctuaciones de potencia eólica debido al efecto sombra producido por la torre creando más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño en contra del viento.

2.2.3 Número de aspas

Una consideración clave en la selección del número de aspas es que el estrés en el pie del aspa aumenta con el número de aspas para una turbina con una solidez dada. Además al incrementar la proporción de la velocidad punta de diseño implica la disminución del número de aspas. A continuación se presentan las características de cada diseño tomando como referencia el número de aspas del aerogenerador.

Un aspa. Al tener solamente un aspa, estos aerogeneradores necesitan de un contrapeso en el extremo opuesto para balancear el peso del aspa. La velocidad de giro es muy elevada. Su gran inconveniente es que introducen en el eje esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida útil de la instalación. Una de sus ventajas es que su costo es mucho menor por contar solamente con un aspa.

Dos aspas. Los diseños de los aerogeneradores de dos aspas tienen un momento de inercia menor cuando las dos aspas se encuentran en una posición vertical que en una posición horizontal; ésta es una de las razones por las cuales la mayoría de turbinas eólicas de dos aspas usan rotores tambaleantes. Tienen la ventaja de ahorrar el costo de un aspa y por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida.

Tres aspas. La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño, con el rotor en contra del viento y usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. Al emplearse tres aspas se tiene la ventaja de que el momento polar de inercia es constante e independiente de la posición.

Múltiples aspas. El uso de más de tres aspas también podría resultar en un rotor con un momento de inercia independiente de la posición, pero aerogeneradores con más de tres aspas se utilizan raramente. Esto es principalmente a causa del alto costo que podría estar asociado con las aspas adicionales.

2.2.4 Control de potencia empleado

Todas las turbinas de viento están diseñadas con algún tipo de control de potencia ante variaciones del viento por encima del valor nominal. Hay diferentes maneras para poder controlar las fuerzas aerodinámicas en el rotor de la turbina y por lo tanto, limitar la potencia cuando las ráfagas de vientos son muy fuertes con el fin de evitar daños mecánicos a la turbina. A continuación se presentan tres métodos de control que describen la potencia nominal en función de las variables que proporcionan mecánicamente una buena eficiencia en la turbina.

Pérdida aerodinámica. Este método de control es el más simple, robusto y económico, es conocido en la literatura inglesa como "*stall control*", el cual es un tipo de control pasivo en donde las aspas están atornilladas en el centro en un ángulo fijo. El diseño aerodinámico en las aspas hace que el rotor mantenga una determinada velocidad de diseño cuando se exceda determinado umbral de velocidad del viento; de esta manera la potencia aerodinámica en las aspas se encuentra limitada [Manwell et al., 2002, Ackermann, 2005].

Control de paso. Este segundo tipo de control usado en las turbinas de viento consiste en girar el ángulo de inclinación de las aspas con respecto a su eje longitudinal (β), en función de la potencia de salida. Si la potencia es excesiva, se buscará desviar las aspas del flujo de viento, y de manera inversa, si la potencia de salida es demasiado baja, se necesita orientarlas perpendicularmente al flujo de viento ($\beta=0$) con el fin de producir sustentación. Requiere de cambios grandes en el ángulo del pitch para reducir significativamente la potencia. Este concepto ha sido aplicado durante los últimos cuarenta años [Hansen et al., 2001].

Pérdida aerodinámica activa. Esta es la tercera estrategia de control, la cual consiste básicamente en un híbrido de los dos tipos de control anteriores. En este caso el giro de las aspas está directamente controlado por la rotación del ángulo de las aspas. A bajas velocidades del viento, esta estrategia se comporta de manera similar al control de paso a fin de obtener la máxima eficiencia. A altas velocidades del viento las aspas evaden el viento de una manera diferente. El ángulo de inclinación de las aspas es variado lentamente en dirección opuesta a la que se realiza en el control de paso moviéndose hacia la posición de un frenado aerodinámico, es decir; se aumenta el ángulo de inclinación de las aspas para que se produzca antes la pérdida aerodinámica con el fin de consumir el exceso de energía del viento. Esta estrategia ha sido recientemente implementada en los controles de los aerogeneradores modernos [Hansen et al., 2001], [Ackermann, 2005].

2.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

El tipo de aerogenerador que ha dominado el mercado es del tipo eje horizontal, con orientación en contra del viento y con un rotor compuesto por tres aspas. Los principales componentes de este tipo de aerogenerador se pueden observar en la figura 2.2.

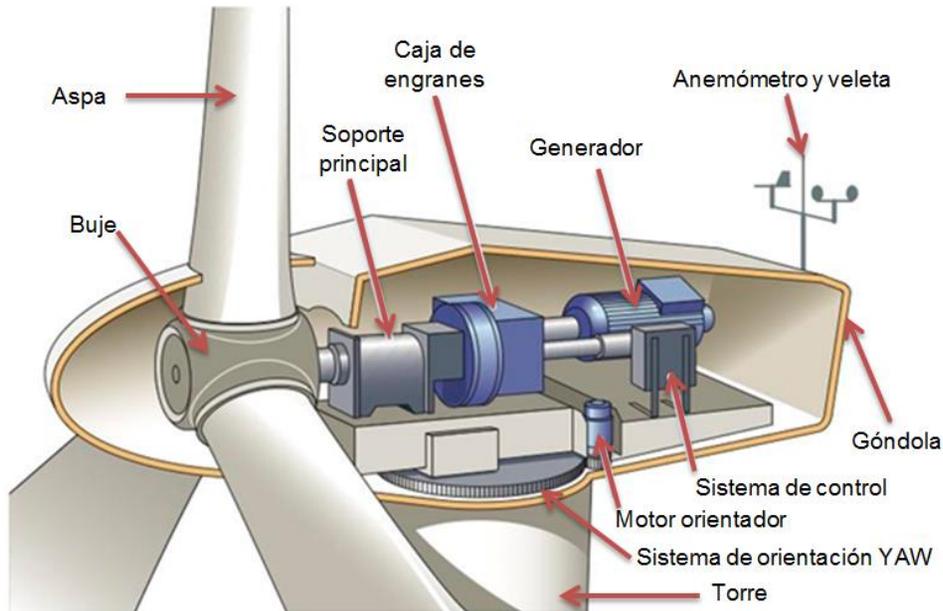


Figura 2. 2 Partes constitutivas de un aerogenerador (Adaptado de [Energías Renovadas, 2012]).

A continuación se presenta una breve descripción de las partes que componen un aerogenerador así como sus partes auxiliares:

Rotor. La mayoría de las turbinas hoy en día tienen rotores constituidos por tres aspas unidas al buje por medio de rodamientos tipo corona dentado en el aro interior, que permite girar el aspa alrededor de su eje y mantener la potencia constante por encima de la velocidad nominal del viento. El buje es de función nodular y está acoplado al eje principal.

Sistema del cambio de paso: cada aspa tiene un sistema de movimiento y un control del ángulo de inclinación. Mediante su regulación se controla la velocidad del rotor y se optimiza la potencia generada en los diferentes regímenes de viento [MTOI, 2013].

Sistema mecánico. El sistema mecánico consiste de las partes rotatorias de la turbina de viento. Éste incluye típicamente una flecha de velocidad baja (en el lado del rotor) acoplada a una caja de engranes que a su vez está conectada a una flecha de velocidad alta (en el lado del generador). Otros componentes son los cojinetes de soporte y las partes rotatorias del generador. El propósito de la caja de engranes o multiplicadora

es acelerar la velocidad de rotación del rotor desde un valor bajo (cercano a 10 rpm) a una velocidad adecuada para un generador estándar (miles o cientos de rpm) [Manwell et al., 2002].

Se pueden usar dos tipos de cajas de engranes en las turbinas de viento los cuales son caja de engranes con flecha paralela y caja de engranes planetaria. Para grandes maquinas (500 kW) las ventajas de peso y tamaño de la flecha planetaria son más destacadas. Cabe mencionar que algunos aerogeneradores son diseñados con generadores de velocidad baja, por lo que no requieren caja de engranes [Manwell et al., 2002].

Sistema de frenado. Las turbinas eólicas están equipadas con sistemas de seguridad muy avanzados. El sistema de frenado de discos permite, en situaciones de emergencia o de mantenimiento, detener la turbina.

Generador. En la mayoría de los diseños de los aerogeneradores se usan generadores de inducción y generadores síncronos. Ambos diseños implican una velocidad rotacional constante del generador cuando el generador es conectado directamente al sistema. Sin embargo la mayoría de las turbinas de viento instaladas usan generadores de inducción. La principal ventaja del generador de inducción es que son resistentes, no son tan caros y su conexión a una red eléctrica es fácil.

Una opción para la generación de energía eléctrica involucra el uso de turbinas de viento con velocidad variable. Hay un número de beneficios que un sistema como éste ofrece, incluyendo la reducción de desgaste en la turbina de viento y la posibilidad de operar a la máxima eficiencia sobre un rango de velocidades de viento, capturando un mayor rendimiento energético. Actualmente componentes electrónicos de potencia son usados en la mayoría de las máquinas de velocidad variable.

Sistema de barrido y Góndola. Este sistema incluye el soporte principal y el sistema de orientación. El soporte principal proporciona el montaje y la alineación apropiada de los componentes del sistema de transmisión. La góndola cubre y protege su contenido de la intemperie. El sistema de orientación es requerido para mantener la flecha del rotor alineada adecuadamente con el viento. El componente primario es un gran rodamiento que conecta el soporte principal a la torre. Este tipo de sistema es usado principalmente en rotores con orientación a barlovento [Manwell et al., 2002].

Controles. El sistema de control para turbinas de viento es importante con respecto a la operación de la máquina y la potencia de producción. Un sistema de control para turbinas de viento incluye los siguientes componentes:

- Sensores de velocidad, posición, viento, temperatura, corriente, voltaje, etc.
- Controladores: mecanismos mecánicos, circuitos eléctricos y computadoras.
- Amplificadores de potencia: interruptores, amplificadores eléctricos, bombas hidráulicas y válvulas.
- Actuadores: motores, pistones, imanes y solenoides.

El diseño de los sistemas de control para aplicaciones en turbinas de viento sigue la práctica tradicional de ingeniería de control. El control del aerogenerador consiste en los siguientes tres aspectos principales [Manwell et al., 2002]:

- Ajuste de límites superiores y limitar el par y potencia experimentada por el sistema mecánico.
- Maximizar la vida de fatiga del rotor del sistema mecánico y otros componentes estructurales en la presencia de cambios en la dirección del viento, velocidad, y turbulencias, así como los ciclos de arranque-parada de la turbina de viento.
- Maximizar la producción de energía.

Torre y cimientos. Esta categoría incluye la estructura de la torre y los cimientos que deben de ser capaces de mantener estable la turbina bajo las condiciones más extremas de diseño. Los aerogeneradores actuales están constituidos por una cimentación subterránea de hormigón armado, adecuada al terreno y a las cargas del viento sobre la cual se levanta una torre [MTOI, 2013]. La altura de la torre es típicamente de 1 a 1.5 veces el diámetro del rotor, pero en cualquier caso es de al menos 20 metros. Existen 3 tipos de torres para turbinas eólicas de eje horizontal los cuales son torre tubular, celosía y de mástil tensado [Navarro, 2006]. Para turbinas con rotores en dirección del viento, el efecto de la sombra de torre (la estela creada por el flujo de aire alrededor de la torre) debe de ser considerado sobre la dinámica de la turbina, fluctuaciones de potencia y generación de ruido.

Además del generador, el sistema de la turbina de viento utiliza otros componentes eléctricos. Algunos ejemplos son cables, interruptores, transformadores, convertidores electrónicos de potencia, capacitores para corrección del factor de potencia, motores del sistema de orientación y control de paso.

2.4 COEFICIENTES DE POTENCIA Y PAR DE UN AEROGENERADOR

La velocidad relativa del viento con respecto a la velocidad de las aspas de la turbina puede expresarse en función de la razón de velocidad punta, la cual está definida como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.1)$$

Dónde:

ω es la velocidad del rotor (rad/s).

R es el radio del rotor (m).

v es la velocidad del viento (m/s).

Por su parte la potencia disponible en el flujo de aire para una turbina de viento está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{aire} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.2)$$

Dónde:

ρ es la densidad del aire (aproximadamente 1.225 kg/m³)

A es el área de barrido del rotor (m²)

Aunque la ecuación (2.2) da la potencia disponible en el viento, la potencia mecánica transferida al rotor de la turbina se ve reducida por el coeficiente de potencia C_p ; el cual está en función de la velocidad punta (λ) y el ángulo de inclinación del aspa (β). Dicho coeficiente de energía se puede expresar de la siguiente forma:

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_{turbina}}{P_{aire}} \quad (2.3)$$

La potencia mecánica de la turbina se obtiene al despejarla de la ecuación (2.3) y al sustituir en ella la ecuación (2.2):

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.4)$$

El par de la turbina está definido por:

$$T_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A R v^2 C_T(\lambda, \beta) \quad (2.5)$$

Donde C_T es el coeficiente de par y está relacionado con C_p de la siguiente forma:

$$C_T(\lambda) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2.6)$$

El valor máximo de C_p está definido por el límite de Betz, el cual indica que una turbina nunca podrá extraer más del 59.3% de la potencia de una corriente de aire. En realidad, los rotores de las turbinas de viento tienen un C_p máximo entre el rango de 25 y 45%.

La razón de velocidad punta λ , y el coeficiente de energía C_p , pueden ser usados para describir el desempeño de cualquier rotor independientemente de su tamaño. La figura 2.3 muestra los coeficientes C_p y C_T para una turbina típica.

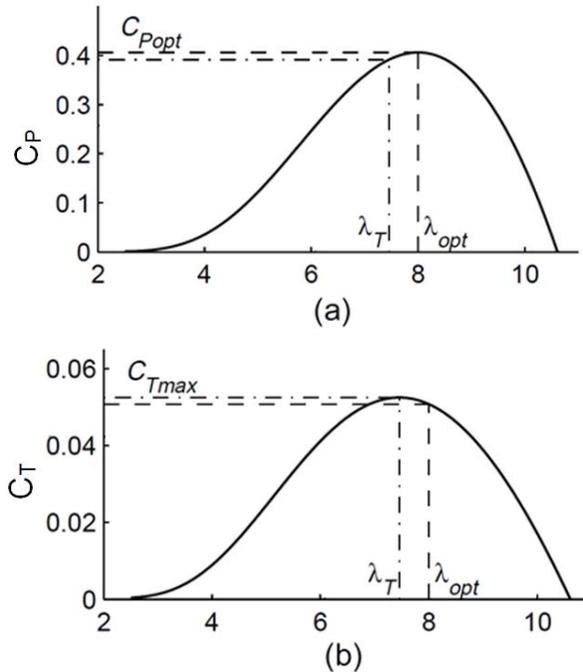


Figura 2.3 (a) Coeficiente de potencia (b) Coeficiente de par (Adaptado de [Batista, 2000]).

De la figura 2.3 se observa que la curva de C_p tiene un valor máximo C_{popt} para un único valor de λ , llamado velocidad punta óptima (λ_{opt}), el cual está acotado por el límite de Betz. Por su parte el coeficiente de par tiene también un valor máximo C_{Tmax} para un único valor de $\lambda=\lambda_T$; se debe observar que el valor de λ_T es siempre menor a λ_{opt} .

Debido a que solamente se obtienen coeficientes máximos a una sola velocidad punta surgió la necesidad de operar a velocidad de rotación variable que permite un funcionamiento a un coeficiente de potencia (C_p) máximo sobre un rango de velocidades.

2.5 TIPOS PRINCIPALES DE AEROGENERADORES

Existe un gran número de configuraciones en que los aerogeneradores pueden disponerse y es difícil hacer una clasificación general. Con el paso del tiempo muchos de estos diseños han sido explorados y la mayoría de los diseños comerciales coinciden en tener un eje horizontal, tres palas y turbinas en contra del viento, tal y como se describió en la sección 2.2. Sin embargo los avances tecnológicos dentro de

esta área han permitido el uso de convertidores electrónicos de potencia y con ello la creación de diferentes tipos de aerogeneradores.

De forma general, los aerogeneradores se pueden clasificar dentro de dos categorías; las cuales son: aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable. Los aerogeneradores de gran capacidad tienden a operar a velocidad variable mientras que los de pequeña capacidad son de velocidad fija. A su vez los aerogeneradores de velocidad variable se pueden reclasificar entre los que emplean convertidores completamente nominales y convertidores parcialmente nominales.

2.5.1 Aerogeneradores de velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija son los primeros aerogeneradores que salieron al mercado y son eléctricamente dispositivos bastante simples. La figura 2.4 ilustra la configuración de este tipo de aerogenerador, el cual consiste de un generador de inducción jaula de ardilla acoplado a la red a través de un transformador. El deslizamiento de operación del generador cambia lentamente a medida que el nivel de potencia de funcionamiento cambia y la velocidad rotacional es entonces no del todo constante. Sin embargo a causa de que las variaciones del deslizamiento son generalmente menores al 2%, este tipo de aerogenerador es normalmente referido como de velocidad fija.

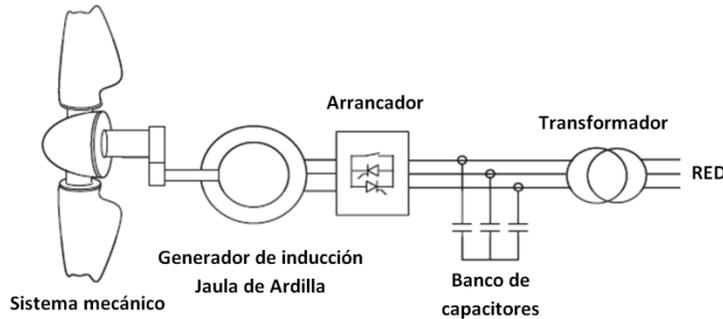


Figura 2. 4 Esquema de un aerogenerador de velocidad fija (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

Debido a que las máquinas de inducción jaula de ardilla consumen potencia reactiva, es común proveer cada aerogenerador con bancos de capacitores para corregir el factor de potencia. La función del arrancador es crear lentamente un flujo magnético para minimizar los transitorios de la corriente durante la energización del generador [Anaya et al., 2009].

La frecuencia de la red determina la velocidad de rotación del generador y así la del rotor. La conexión directa de la turbina a la red es ampliamente usada para valores de potencia por encima de 2.3 MW [Blaabjerg and Chen, 2006].

El control de la turbina puede ser por pérdida aerodinámica fija o activa; además esta configuración requiere de una caja de engranes [Hansen et al., 2001].

Una ventaja de los aerogeneradores con generadores de inducción es que su construcción es simple y barata. Además no se requieren dispositivos de sincronización. Estos sistemas son atractivos debido a su costo y confiabilidad, pero no son lo suficientemente rápidos para controlar la potencia activa. Entre las desventajas que presentan es que el aerogenerador tiene que operar a una velocidad constante, requieren de un sistema rígido para permitir una operación estable, tienen corrientes de arranque muy elevadas y demandan potencia reactiva [Blaabjerg and Chen, 2006].

2.5.2 Aerogeneradores de velocidad variable

La tecnología usada en los aerogeneradores ha cambiado de velocidad fija a velocidad variable, debido a que su tamaño se ha incrementado considerablemente. En los sistemas de velocidad variable los generadores empleados que pueden ser tanto de inducción como síncronos son normalmente conectados a la red por sistemas electrónicos de potencia.

Los aerogeneradores de velocidad variable tienen las siguientes ventajas [Anaya et al., 2009]:

- Proporcionan un control del Pitch simple. A velocidades bajas del viento, el ángulo del pitch es usualmente fijo. El control del ángulo del aspa se realiza sólo para limitar la máxima salida de potencia a velocidades altas del viento.
- Reducen el esfuerzo mecánico; las ráfagas de viento se pueden absorber debido a que la energía es almacenada en la inercia mecánica de la turbina, creando una elasticidad que reduce las pulsaciones del par.
- Mejoran la calidad de la energía; las pulsaciones del par pueden ser reducidas debido a la elasticidad del sistema del aerogenerador. Esto elimina las variaciones de potencia eléctrica (menos fluctuaciones).
- Incrementan la eficiencia del sistema; la velocidad de la turbina es ajustada como una función de la velocidad del viento para maximizar la potencia de salida.
- Reducen el ruido acústico debido a que la operación a bajas velocidades es posible en condiciones de baja potencia.

Actualmente las dos configuraciones de aerogeneradores de velocidad variable más comunes son los siguientes:

- Aerogeneradores con convertidor parcialmente nominal basados en generadores de inducción.
- Aerogeneradores con convertidor completamente nominal (FRC por “Full Rated Converter” en inglés) basados en generadores síncronos y de inducción.

2.6 AEROGENERADORES CON CONVERTIDOR PARCIALMENTE NOMINAL BASADOS EN MÁQUINAS DE INDUCCIÓN

2.6.1 Aerogenerador con generador de inducción doblemente alimentado

Esta configuración usa una máquina de inducción de rotor devanado con anillos rozantes para llevar la corriente dentro o fuera del rotor (según sea el caso). La operación en velocidad variable es obtenida por la inyección de un voltaje controlado al rotor a la frecuencia de deslizamiento. El rotor es alimentado a través de un convertidor de potencia a frecuencia variable, el cual tiene una estructura típica con dos convertidores de fuente de voltaje enlazados por un bus de CD. El convertidor de potencia desacopla la frecuencia eléctrica de la red de la frecuencia mecánica del rotor, permitiendo una operación de velocidad variable por parte del rotor de la turbina [Anaya et al., 2009]. La figura 2.5 muestra el esquema general de un aerogenerador con generador de inducción doblemente alimentado.

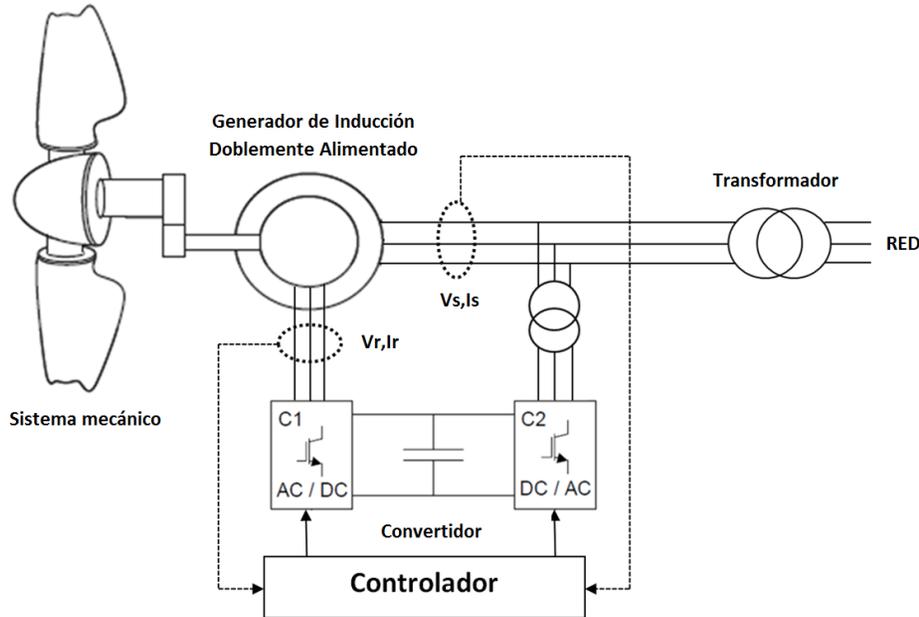


Figura 2. 5 Esquema de un aerogenerador DFIG (Adaptado de [Fox et al., 2007]).

En un sistema con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por “Doubly Feed Induction Generator” en inglés) el estator del generador es conectado directamente a la red. La potencia eléctrica que entrega el generador a la red lo puede

hacer a través del estator y del rotor, aunque el rotor también puede absorber potencia. Esto depende de la velocidad de rotación del generador. Si el generador opera por encima de la velocidad síncrona se entregará potencia a la red proveniente del rotor por medio de los convertidores, y si el generador opera por debajo de la velocidad síncrona, entonces el rotor absorberá potencia de la red [Fox et al., 2007].

Debido a que solo una parte de la producción de potencia es alimentada por el convertidor, la potencia nominal del convertidor puede ser menor que la potencia nominal del aerogenerador (a diferencia de la configuración FRC). En general la potencia nominal del convertidor puede ser del 30% de la potencia nominal del aerogenerador, permitiendo una variación de velocidad en un rango de $\pm 30\%$ de la velocidad nominal. Al controlar la potencia activa y reactiva del convertidor es posible variar la velocidad del generador y así la del rotor de la turbina, además de dar un mejor desempeño a la red [Blaabjerg and Chen, 2006]. El sistema DFIG no necesita de algún arrancador o una compensación de potencia reactiva ya que el convertidor desempeña ese trabajo. Entre sus desventajas que presenta es el uso de anillos rozantes y protección ante fallas en la red [Ackermann, 2005].

2.6.2 Aerogenerador con resistencia de rotor variable.

En la figura 2.6 se presenta un esquema de este tipo de aerogenerador en el cual una resistencia extra es añadida en el rotor, la cual es controlada mediante la aplicación de electrónica de potencia.

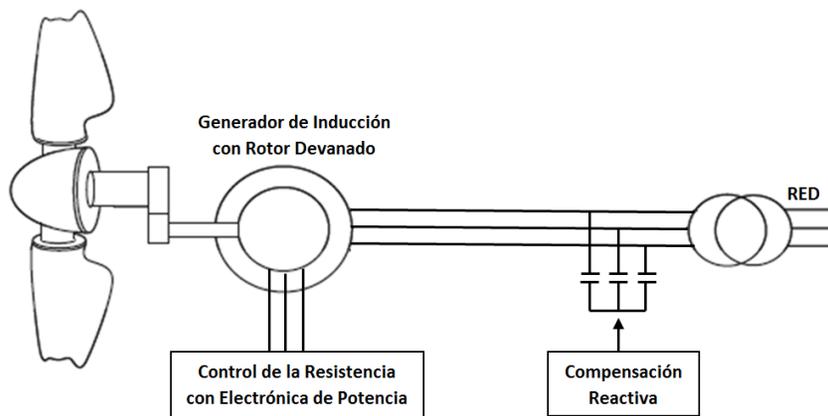


Figura 2. 6 Esquema de un aerogenerador con resistencia de rotor variable (Adaptado de [Blaabjerg and Chen, 2006]).

La variación de la resistencia produce un grupo de curvas par-velocidad características lo cual es conocido como el control de deslizamiento dinámico; y entrega típicamente un rango de velocidad de 2 a 5%. Los resistores externos solo se conectan para producir el deslizamiento deseado cuando la carga en la turbina del viento sea más grande [Hau, 2006].

El convertidor de potencia implementado para el control de la resistencia del rotor es para voltajes bajos pero corrientes altas. Al mismo tiempo un control libre es obtenido ante velocidades altas del viento con el objetivo de mantener la potencia de salida fija. Este sistema requiere de un arrancador y una compensación reactiva [Blaabjerg and Chen, 2006].

2.7 AEROGENERADORES CON CONVERTIDOR COMPLETAMENTE NOMINAL BASADOS EN GENERADORES SÍNCRONOS Y DE INDUCCIÓN

La configuración típica de un aerogenerador con convertidor completamente nominal es mostrada en la figura 2.7. Este tipo de turbina puede o no incluir caja de engranes y permite emplear generadores eléctricos síncronos y de inducción. Como toda la potencia de la turbina pasa a través de los convertidores de potencia, la operación dinámica del generador es aislada del sistema de potencia. La frecuencia eléctrica del generador puede variar conforme cambie la velocidad del viento, mientras la frecuencia de la red permanece sin cambio alguno, permitiendo con esto la operación del aerogenerador en velocidad variable [Anaya et al., 2009].

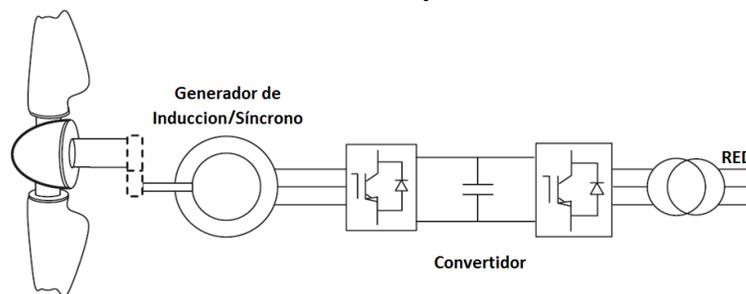


Figura 2. 7 Esquema general de un aerogenerador con convertidor completamente nominal (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

El arreglo de los convertidores de potencia puede estar diseñado de diferentes formas. Sin embargo el lado generador del convertidor puede ser un puente rectificador de diodos o un convertidor de fuente de voltaje (VSC por "*voltage source converter*" en Inglés) que es controlado por modulación de ancho de pulso (PWM, por "*Pulse Width Modulation*"). La estrategia de control para la operación del generador y los flujos de potencia hacia la red depende mucho del tipo de arreglo empleado para el convertidor de potencia. El lado red del convertidor puede estar diseñado para mantener el voltaje DC constante con un par aplicado al generador controlado por el lado generador del convertidor. Alternativamente la filosofía de control puede estar reservada. La potencia activa es transmitida a través de los convertidores con muy poca energía almacenada en el enlace de CD del capacitor. Por lo que el par aplicado al generador puede ser controlado por el lado red del convertidor. Cada convertidor puede generar o absorber potencia reactiva independientemente [Anaya et al., 2009].

2.7.1 Configuración con generador síncrono

En un aerogenerador con convertidor completamente nominal basado en generadores síncronos, el generador puede ser eléctricamente excitado o puede tener un rotor de imanes permanentes. En un arreglo de tracción directa los rotores de la turbina y del generador son montados en la misma flecha sin caja de engranes y el generador es especialmente diseñado para operar a bajas velocidades con un gran número de polos. Los generadores síncronos para turbinas con tracción directa tienden a ser muy grandes debido al gran número de polos. Sin embargo, si la turbina incluye una caja de engranes o multiplicadora (típicamente de relación baja) un generador pequeño con pocos números de polos puede ser empleado [Anaya et al., 2009].

La figura 2.8 muestra el arreglo de un aerogenerador FRC con un generador síncrono. Se puede observar que es necesaria una caja de engranes debido a que no es un generador multipolos, además se requiere de un pequeño convertidor de potencia para el campo de excitación.

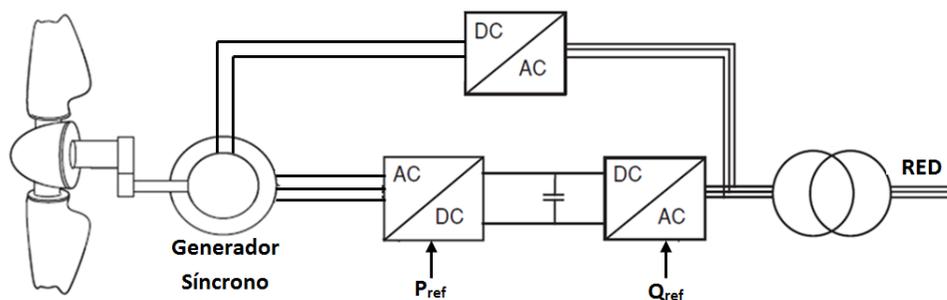


Figura 2. 8 Arreglo de un aerogenerador FRC con generador síncrono variable (Adaptado de [Blaabjerg and Chen, 2006]).

Mediante la excitación que se proporciona por los imanes permanentes se evita la alimentación de corriente de campo o la compensación de potencia reactiva necesaria para generadores síncronos y de inducción, y además también elimina la necesidad de anillos rozantes. La figura 2.9 muestra el arreglo con un rectificador basado en diodos sin algún tipo de control como el lado generador del convertidor. Un amplificador CD es usado para estabilizar el voltaje de enlace mientras el lado de la red del convertidor controla la operación del generador. El VSC puede ser controlado usando técnicas de ángulo de carga o controladores de corriente desarrollado en un marco de referencia dq. La potencia de referencia es definida por la curva característica de potencia-velocidad del aerogenerador.

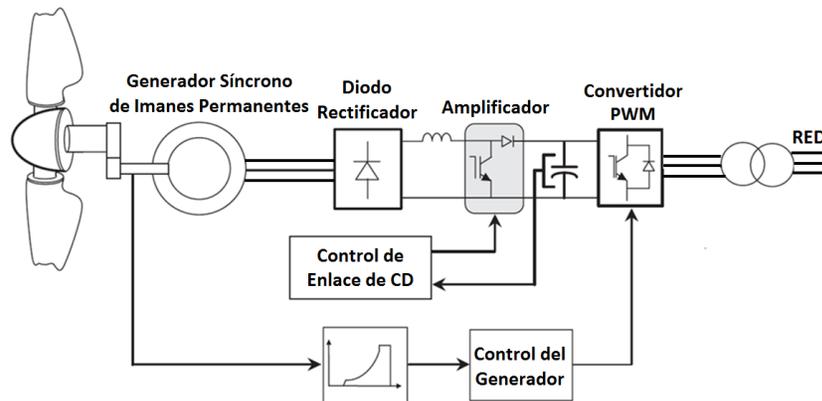


Figura 2. 9 Aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes con diodo rectificador (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

La topología para un generador síncrono con imanes permanentes y un sistema de convertidor de potencia que consiste de dos convertidores fuente de son ilustrados en la figura 2.10. En este arreglo el convertidor del lado del generador controla la operación del generador y el del lado de la red controla el voltaje del enlace de CD aportando potencia activa de la red.

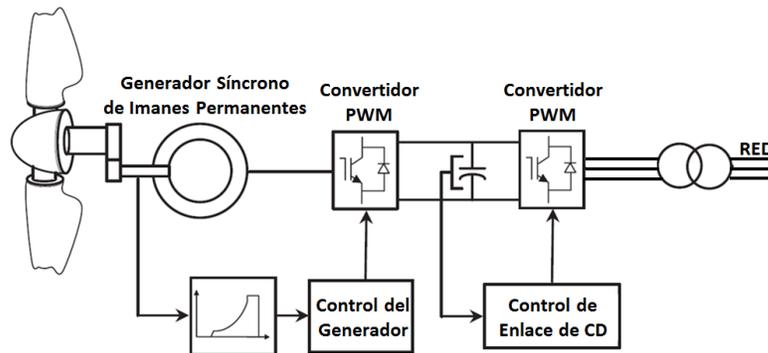


Figura 2. 10 Aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes con dos convertidores fuente de voltaje "back to back" (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

2.7.1.2 Generador con tracción directa

En la gran mayoría de los aerogeneradores la velocidad de la turbina es mucho menor que la velocidad del generador; típicamente entre 20 y 60 rpm. Además en un aerogenerador convencional se usa una caja de engranes entre la turbina y el generador. Una alternativa es usar un generador para velocidades muy bajas, así el generador puede ser conectado directamente a la flecha de la turbina.

Se llegan a elegir este tipo de generadores debido a la reducción de pérdidas en el sistema de tracción y además se tiene un menor ruido auditivo. La diferencia más importante entre generadores convencionales y con tracción directa es que las bajas velocidades del generador con una tracción directa requieren de un par nominal

demasiado elevado. Ésta es una diferencia importante, ya que el tamaño y las pérdidas de un generador de velocidad baja dependen del par nominal más que de la potencia nominal. Debido a que su par nominal es elevado, los generadores con tracción directa son usualmente más pesados y con menor eficiencia que los generadores convencionales. Para incrementar la eficiencia y reducir el peso de las partes activas, los generadores de tracción directa son usualmente diseñados con un gran diámetro.

Las configuraciones de los dos esquemas posibles para este tipo de aerogenerador son ilustrados en la figura 2.11.

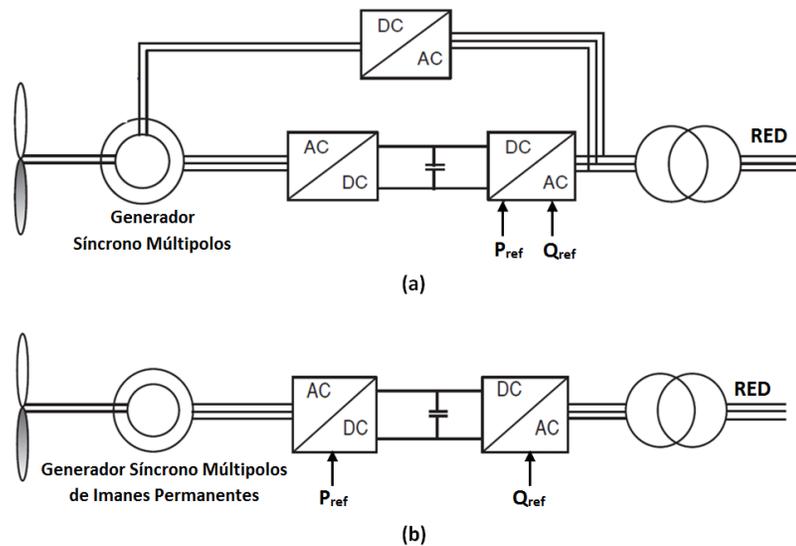


Figura 2. 11 Aerogeneradores de velocidad variable con sistema de tracción directo (Adaptado de [Blaabjerg and Chen, 2006]).

2.7.2 Configuración con generador de inducción

Un convertidor completamente nominal diseñado para un generador de inducción permite la operación a una frecuencia variable, sin la necesidad de implementar algún tipo de arrancador y compensación reactiva; su configuración es representada en la figura 2.7.

Con el fin de obtener el funcionamiento en estado estacionario para este tipo de aerogenerador, la máquina es representada por el circuito equivalente en estado estacionario mostrado en la figura 2.12.

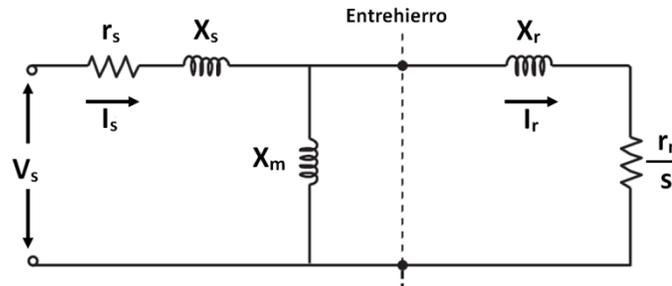
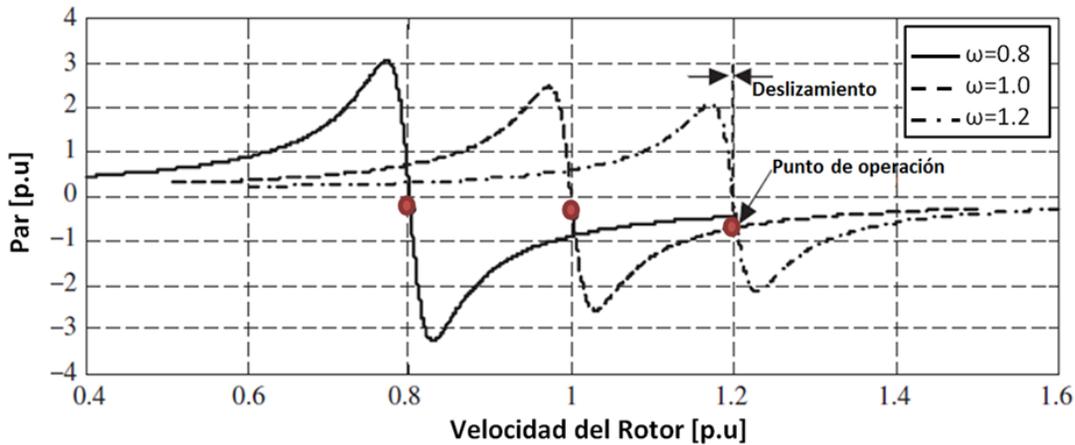
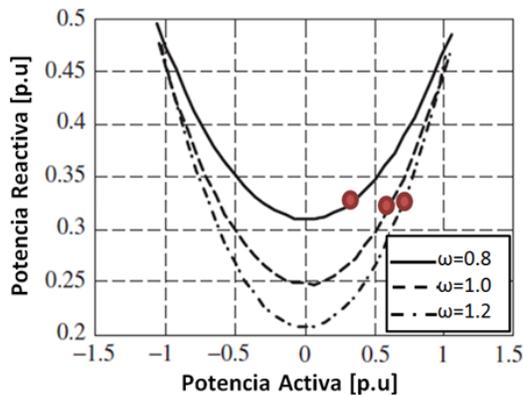


Figura 2. 12 Circuito equivalente por fase de una máquina de inducción (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

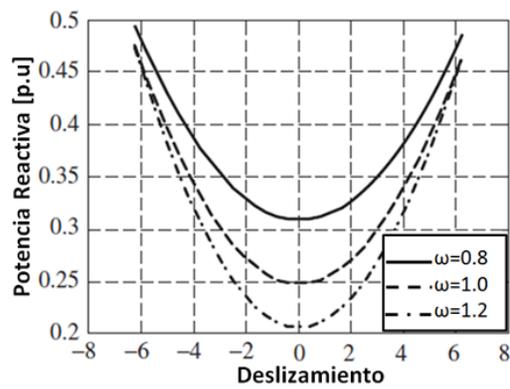
Sin embargo las reactancias son calculadas usando las inductancias de la máquina y la frecuencia de operación. Las curvas características de funcionamiento del aerogenerador con convertidor completamente nominal y generador de inducción para diferentes frecuencias de operación son mostradas en la figura 2.13 a).



(a)



(b)



(c)

Figura 2. 13 Curvas características en estado estable de un aerogenerador. a) Par-velocidad. b) Potencia Activa vs Potencia Reactiva. c) Deslizamiento vs Potencia Reactiva (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

Con el fin de seguir la curva de máxima extracción de potencia de la figura 2.14, la velocidad del generador debe variar con la velocidad del viento. Esto es logrado al variar la frecuencia de operación del generador de inducción al cambiar la señal de control de los PWM del convertidor lado red. Para velocidades de viento bajas, el generador opera a baja frecuencia y a altas velocidades del viento el generador opera a altas frecuencias.

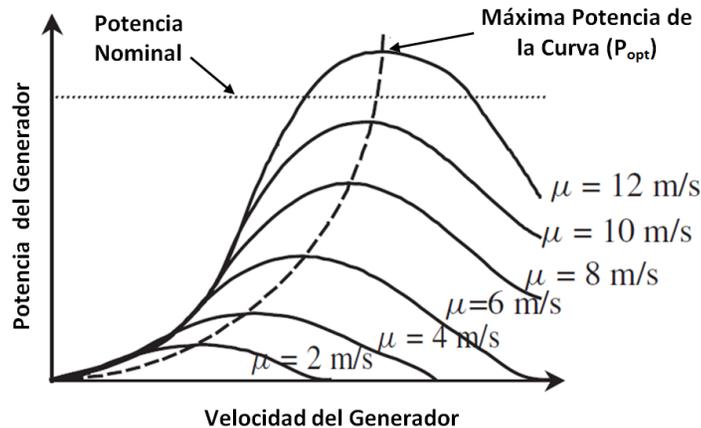


Figura 2. 14 Extracción máxima de potencia de un aerogenerador de velocidad variable (Adaptado de [Anaya et al., 2009]).

Como la velocidad del viento varía, la entrada mecánica y así la potencia de salida del generador varía tal y como se muestra en la figura 2.13 b); la potencia reactiva absorbida por el generador permanece casi constante. Esto requiere que el deslizamiento (figura 2.13 a)), varíe con la velocidad del viento. Como la velocidad máxima fue limitada a 1.2 pu, la frecuencia de operación superior debe ser limitada a 1.2 pu.

2.8 TENDENCIAS Y CAPACIDAD INSTALADA ACTUALMENTE DE GENERACIÓN EÓLICA

La generación de energía eléctrica a partir del viento ha tenido un incremento dramático alrededor del mundo sobre la última década. Tan solo en el último año del que se tiene registro actualmente, hubo un incremento de 44,395 MW llegando a un total de 282,430 MW instalados de generación eólica a nivel mundial a finales del año 2012. La figura 2.15 muestra el creciente desarrollo de energía eoloeléctrica a partir del año 1996, en donde se aprecia que dicho crecimiento se ha dado de forma exponencial.

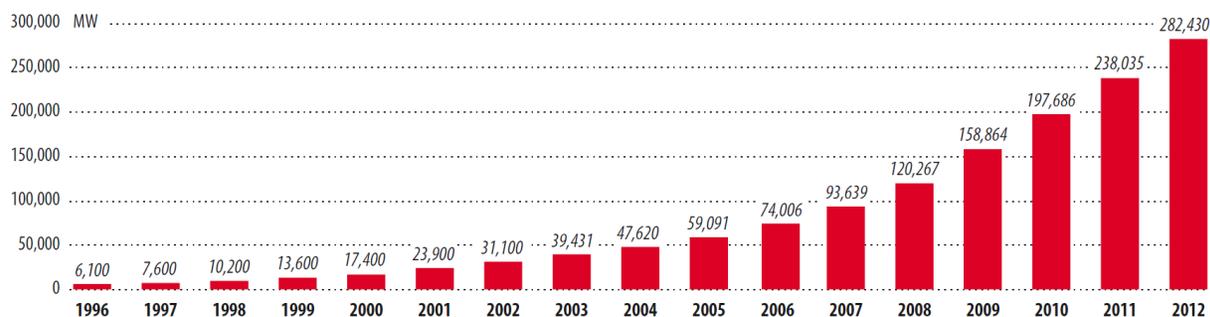


Figura 2. 15 Capacidad eólica mundial acumulada de 1996 a 2012 (Adaptado de [GWEC, 2013]).

Al final del año 2012 se instaló una capacidad de 11.6 GW dentro de la Unión Europea, llegando a una capacidad instalada total de 105.6 GW. [EWEA, 2013]. Entre los principales países generadores están Alemania con 31,332 MW, seguida por España con 22,796 MW.

Actualmente Asia tiene una capacidad instalada de 97,810 MW, los países que destacan en esta región son China e India con 75,564 GW y 18,421 GW respectivamente [GWEC, 2013].

Norte América cuenta con una capacidad de 67.57 GW, gran parte de esta capacidad es por parte de U.S.A quien instaló 13,124 MW a finales del 2012 y con ello llegó a 60,007 GW [AWEA, 2013].

Brasil encabeza relativamente el mercado latinoamericano el cual instaló 1,077 MW a finales del 2012 y con ello su potencia instalada total llegó a 2,508 MW. Mientras Australia representó todas las nuevas instalaciones en la región del Pacífico, con 358 MW de nueva capacidad, para un acumulado total de 2,584 MW [GWEC, 2013].

Por su parte la región de África y Oriente medio cuenta con una potencia instalada de 1,135 MW. Tal potencia es generada principalmente por Egipto con 550 MW seguido por Marruecos con 291 MW. Sin embargo a finales del 2012 entro en operación el primer parque eólico de gran tamaño en África subsahariana con una capacidad de 52 MW ubicado en Etiopía; con ello y con los proyectos que se tienen se espera que África se convierta en un nuevo mercado para esta forma de generación de energía eléctrica [GWEC, 2013].

La tabla 2.1 muestra los diez países principales generadores de energía eolieléctrica con su respectiva capacidad y el porcentaje que representa del total de generación en el mundo a finales del año 2012.

A finales del 2012 México se unió a la lista de países (ahora 24) con más de 1 GW de capacidad de energía eólica. Esto fue gracias a que duplicó su capacidad instalada con la puesta en marcha de 801 MW para un total de 1.37 GW.

Tabla 2. 1 Principales países generadores de energía eoloelectrica [GWEC, 2013].

Número	País	Generación Acumulada a finales del 2012 en MW	Porcentaje a nivel mundial %
1	China	75,564	26.8
2	EUA	60,007	21.2
3	Alemania	31,332	11.1
4	España	22,796	8.1
5	India	18,421	6.5
6	Reino Unido	8,445	3.0
7	Italia	8,144	2.9
8	Francia	7,196	2.5
9	Canadá	6,200	2.2
10	Portugal	4,525	1.6
11	Resto del mundo	39,853	14.1

Algunas de las regiones con las mejores perspectivas para el desarrollo de energía eólica en de México son [AMDEE, 2013]:

- El estado de Oaxaca, que actualmente cuenta con 15 proyectos eólicos en operación y con un total de 1331,65 MW instalados. Cabe destacar que en esta región se podría desarrollar un total de 10 GW.
- La Rumorosa se ubica en el estado de Baja California y tiene un potencial eólico estimado de más de 5 GW. Hasta ahora solo hay una central eólica de 10 MW la cual fue construida en 2010, pero existen seis proyectos a futuro con un total de 4,570 MW que se desarrollaran en los próximos años.
- En Chiapas entró en operación el proyecto “Arriaga” en el 2012 con 28,8 MW.
- En los estados de Tamaulipas y Veracruz se tiene planeado la construcción de un proyecto con una capacidad de 161 MW.
- Dentro de la Península de Yucatán se identificó un potencial eólico a 50 y 80 metros.

Los proyectos que actualmente se encuentran en etapas avanzadas de desarrollo, significan un aumento en la capacidad eólica de 3,500 MW para finales del año 2015 [GWEC, 2013].

CAPÍTULO 3:

ESTUDIOS DE SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AEROGENERADORES

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una breve descripción de los diferentes tipos de simuladores que se han empleado a lo largo de la historia para analizar el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia ante diferentes disturbios; explicando de manera detallada la estructura del primer simulador digital en tiempo real, la cual es muy parecida a la del simulador OPAL RT-LAB con el que cuenta la Coordinación de Programas de Posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME, Unidad Zacatenco.

Los simuladores son la herramienta básica empleada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Son necesarios porque en los diferentes contextos del diseño y operación del sistema de potencia (planeación, planeación de la operación, y operación) se requiere conocer la respuesta del sistema ante eventos posibles que pueden afectarlo y que, por lo tanto, no es adecuado aplicar al sistema real. También, en la gran mayoría de los estudios se analizan estados de operación y sistemas futuros (planeación y planeación de la operación) que no existen aún, pero que es necesario evaluar para tomar decisiones que permitan diseñar y operar el sistema cumpliendo las condiciones de seguridad, economía y calidad del servicio.

Los simuladores por lo tanto proveen la capacidad de predecir el comportamiento de sistemas de potencia con condiciones futuras y ante diferentes disturbios en forma segura empleando un modelo. Es por ello que en la integración de nuevas tecnologías al sistema, como es el caso de la generación de energía eléctrica a partir del viento, los simuladores han sido la herramienta principal de los ingenieros en la toma de decisiones en los diferentes contextos de la planeación y operación de los sistemas de potencia casi desde su origen.

3.2 SIMULADORES PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS DE POTENCIA

A lo largo de la historia se han desarrollado diferentes tipos de simuladores, que han evolucionado de acuerdo al desarrollo de diferentes campos de la ingeniería, como son la electrónica y la computación. La figura 3.1 presenta una clasificación general de los simuladores desarrollados hasta ahora para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia.

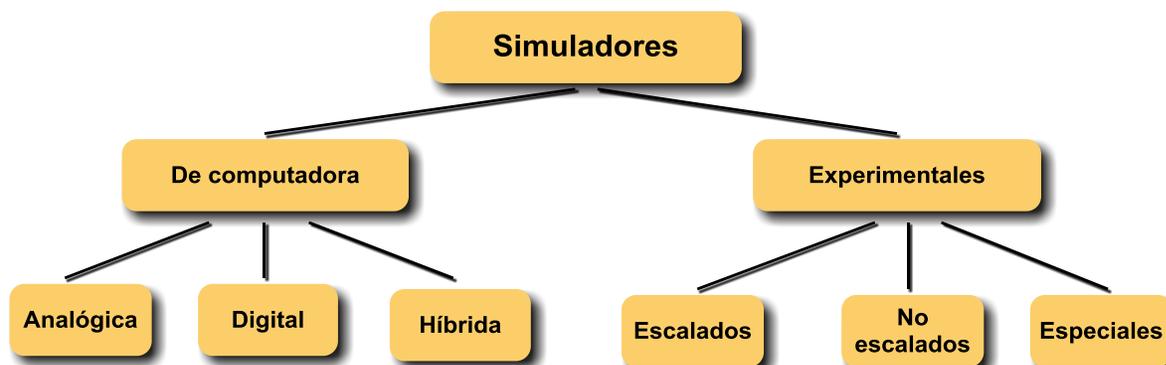


Figura 3. 1 Principales tipos de simuladores empleados en el análisis de SEP'S.

En los inicios de los sistemas de potencia, el problema dinámico principal era mantener la estabilidad transitoria. La mayoría de los sistemas podían ser descritos de manera adecuada por un sistema equivalente tipo máquina bus infinito o un sistema de dos máquinas. En ese tiempo se aplicaban métodos gráficos como el criterio de áreas iguales o se integraban manualmente las ecuaciones de oscilación. En la década de 1960 los sistemas de potencia crecieron y también se desarrollaron controles de excitación rápidos de ganancia alta. Estos dos desarrollos condujeron a la aparición de problemas de oscilaciones mal amortiguadas o inestables que eran muy difíciles de analizar. Los problemas principales que surgieron con esto fueron:

- Se requería analizar sistemas de grandes dimensiones.
- El modelo de los componentes del sistema se tenía que realizar de manera muy detallada para estudios de amortiguamiento, incluyendo los modelos de los controles de excitación y velocidad.
- El tiempo de estudio se amplió desde un periodo inicial de 0.5 segundos hasta 15 ó 20 segundos.

Para comprender los nuevos modelos de máquinas se desarrollaron simuladores experimentales escalados (micro redes), no escalados de pequeña capacidad y especiales. Los simuladores experimentales escalados eran modelos a escala de sistemas reales, e inicialmente se emplearon para estudiar problemas de flujos de potencia, corrientes de corto circuito y otros. Los simuladores especiales contaban con máquinas que tenían una construcción especial basada en la teoría generalizada de

máquinas y su principal aplicación fue para el desarrollo de sistemas de excitación con nuevos componentes que permitieran amortiguar adecuadamente las oscilaciones (estabilizadores de sistemas de potencia) [Ellison, 1964, Ellison 1967].

Al desarrollarse redes de más nodos y líneas, para resolver el estudio de flujos de potencia se desarrollaron en la década de 1930 simuladores analógicos con un modelo de circuitos de C.A o C.D conocidos como “Analizadores de red”.

Los analizadores de red consistían de un ensamble de resistores, reactores y capacitores ajustables, un número de fuentes de corriente alterna con voltaje ajustable en fase y de igual magnitud, además de instrumentos de medición. Estos instrumentos debían ser capaces de conectarse en cualquier punto de la red eléctrica sin alterar sus condiciones, tener una respuesta rápida y una lectura fácil para los operadores, además tenían que ser capaces de mostrar los resultados en valores escalares y vectoriales (forma rectangular y polar) [Kimbark, 1948].

Los campos de aplicación de este analizador fueron la determinación de voltajes, corrientes, ángulos de fase y potencias en cualquier punto de la red eléctrica en condiciones normales de operación, la solución de problemas concernientes a la estabilidad y límites de potencia para cargas lentamente o repentinamente añadidas al sistema durante cortos circuitos y en la determinación de corrientes de cortocircuito para el diseño de equipos eléctricos [Hazen et al., 1930].

Dentro de las limitaciones que tenían los analizadores de red es que algunas veces las condiciones de funcionamiento deseadas no se podían obtener; debido a errores en las conexiones o en los ajustes de las unidades del tablero. Además no eran adecuados para cualquier forma de análisis transitorio que requiriera la inclusión de componentes exponenciales de corrientes de falla, armónicos y ondas viajeras [McLaren et al., 2001].

En la década de los cincuenta, estuvieron disponibles computadoras digitales y analógicas en las cuales se estudiaba el comportamiento dinámico del sistema de potencia y las maquinas eléctricas rotatorias, definiendo un modelo del sistema bajo estudio compuesto por un sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales que era resuelto por medio de integración numérica (en las computadoras digitales) o únicamente empleando amplificadores operacionales de estado sólido (en las computadoras analógicas) [Kimbark, 1948].

Por su parte el método tradicional para realizar estudios de transitorios se realizaba empleando el analizador de transitorios de redes (TNA en Inglés por “*Transient Network Analyzer*”) y el simulador HVDC. [Kuffel et al., 1999, Kim et al., 2000].

Un TNA típico podía incluir modelos de fuentes de voltaje, maquinas síncronas, transformadores, líneas de transmisión, interruptores, filtros pasivos entre muchos otros componentes. En el caso de los simuladores de sistemas de C.D. en alta tensión, los modelos incluían transformadores convertidores, tiristores y atenuadores. La determinación del tamaño del modelo para una representación adecuada del sistema bajo estudio requería la experiencia y criterio de ingenieros. Antes de que la simulación del modelo en general se pudiera definir se tenían que aplicar técnicas de equivalencias y reducciones de circuitos eléctricos [Duchen et al., 1995].

Algunas de las desventajas que presentó este tipo de simulador fue que su costo de operación era demasiado elevado comparado con el de los simuladores digitales al estudiar sistemas de potencia similares, ocupaba gran espacio para sistemas de cualquier tamaño, solo se podían realizar pruebas en lazo abierto y además no era capaz de hacer frente a problemas de switcheo que llegan a determinar el factor de aislamiento en líneas de transmisión de alta tensión [McLaren et al., 2001].

Estos problemas se abordaron con la introducción de programas de transitorios electromagnéticos corriendo en computadoras de gran capacidad en los inicios de la década de 1960. Los programas EMTP o EMTDC se convirtieron rápidamente en la herramienta principal para el estudio de fenómenos de transitorios electromagnéticos. Los conceptos y algoritmos que formaban la base de estos programas fueron desarrollados implementando la técnica introducida por H. Dommel en su artículo titulado "*Digital Computer Solution of Single and Multiphase Networks*"; en esas técnicas de solución capacitores e inductores son modelados como fuentes de corriente en paralelo con resistencias. Representaciones similares fueron hechas para otros dispositivos como transformadores, líneas de transmisión, etc. [Duchen et al., 1995].

Sin embargo uno de los problemas con programas de simuladores digitales como el EMTP fue que una sola corrida podía tomar muchos minutos o incluso horas para calcular la respuesta de un sistema modelado sobre un periodo de un segundo.

Debido a que las simulaciones fuera de línea impedían la interfaz del simulador con el dispositivo físico de control o protección bajo prueba; generalmente las pruebas físicas a estos dispositivos se hacían usando un simulador digital el cual era un dispositivo que reproducía señales analógicas en tiempo real de los archivos EMTP almacenados. Estas señales podían alimentar a los dispositivos bajo prueba a través de amplificadores de acondicionamiento para probar la respuesta de dichos dispositivos ante los eventos del sistema representados en las señales almacenadas [McLaren et al., 2001].

La era de la computación híbrida comenzó durante la segunda mitad de la década de los sesenta. La combinación de computadoras analógicas y digitales resultó en

muchas nuevas aplicaciones de importancia para la industria eléctrica. Unas de las principales aplicaciones de los simuladores híbridos fueron la de probar dispositivos de sistemas de transmisión de corriente alterna flexibles; mejor conocidos como FACTS (en Inglés por “*Flexible AC Transmission Systems*”) y la simulación del fenómeno de ondas viajeras en líneas de transmisión [Badelt et al., 1997, Claus et al., 1930].

3.2.1 Simulador digital en tiempo real

El desarrollo de un Simulador Digital en Tiempo Real conocido como RTDS (por “*Real-Time Digital Simulator*” en inglés) surgió por la necesidad de contar con una herramienta de simulación que pudiera ser usada en el estudio de sistemas de potencia que incluyeran sistemas de transmisión en alta tensión en C.D. con sus respectivos controles y que además pudiera simular rápidamente diferentes modelos de sistemas eléctricos de potencia [Wierckx, 1992].

Un equipo simulador en tiempo real es también conocido como equipo HIL (por “*Hardware In the Loop*” en inglés). Para poder realizar simulaciones transitorias de un sistema de potencia en tiempo real, este equipo resuelve las ecuaciones diferenciales que representan a cada uno de los diferentes componentes del sistema de potencia que se pretende simular de una forma muy similar a otros programas de simulación de transitorios electromagnéticos ya mencionados. Sin embargo la principal diferencia entre un programa de transitorios del tipo EMTP/EMTDC con respecto al equipo simulador digital en tiempo real, es que mientras una simulación EMTP/EMTDC se ejecuta en una computadora personal y puede tomar mucho tiempo para correr unos segundos de un solo caso de prueba, este equipo, que es una supercomputadora con capacidades de procesamiento en paralelo construida específicamente para ese propósito, toma ventaja del poder de procesamiento masivo en paralelo y distribuye una gran capacidad de operaciones entre muchos procesadores para lograr resolver todas las ecuaciones diferenciales del sistema de prueba dentro de pasos de integración muy cortos lo que permite tener una simulación continua en tiempo real.

El primer equipo simulador RTDS fue desarrollado en Canadá por el centro de investigación Manitoba e introducido para su aplicación comercial en 1993 [Kim et al., 2000].

3.2.1.1 Hardware del RTDS

El hardware del RTDS de esa época estaba organizado en gabinetes los cuales internamente tenían acoplados procesadores. Cada módulo era idéntico y consistía solo de tres tipos diferentes de tarjetas de circuitos impresos [Wierckx, 1992, McLaren

et al., 1992, Wierckx et al., 1993, Kuffel et al., 1995, Yong et al., 1999] que a continuación se describirán:

Tarjeta Procesadora en Paralelo (TCP en inglés por Tandem Procesor Card). Cada TCP contenía dos procesadores de señales digitales con una velocidad de cómputo de 44 millones de operaciones punto flotante por segundo. Dependiendo del tipo de función alojada en la tarjeta sus dos procesadores podían operar independientemente o en unión para proveer la potencia de cómputo necesaria para modelar componentes de sistemas de potencia complejos. Además contaban con salidas y entradas digitales y analógicas.

Tarjeta de comunicación entre módulos (ICR en Inglés por Inter-Rack Communications Card). La tarjeta IRC se encargaba de transferir datos generados entre módulos que necesitaban esa información para el siguiente paso de integración. La transferencia de la información se hacía a 500 Mhz.

Tarjeta de interface con la estación de trabajo (WIC en Inglés por Workstation Interface Card). La tarjeta WIC se encargaba de hacer posible la comunicación entre el RTDS y la computadora de trabajo huésped con un enlace de comunicación vía Ethernet. La transferencia promedio de los datos era de 10 Mhz. Para simulaciones de casos en los que eran necesarios varios módulos, un WIC era asignado como maestro mientras que los otros operaban como esclavos. El WIC maestro era responsable de generar el paso de tiempo de la simulación.

La figura 3.2 muestra la arquitectura en general del hardware del RTDS.

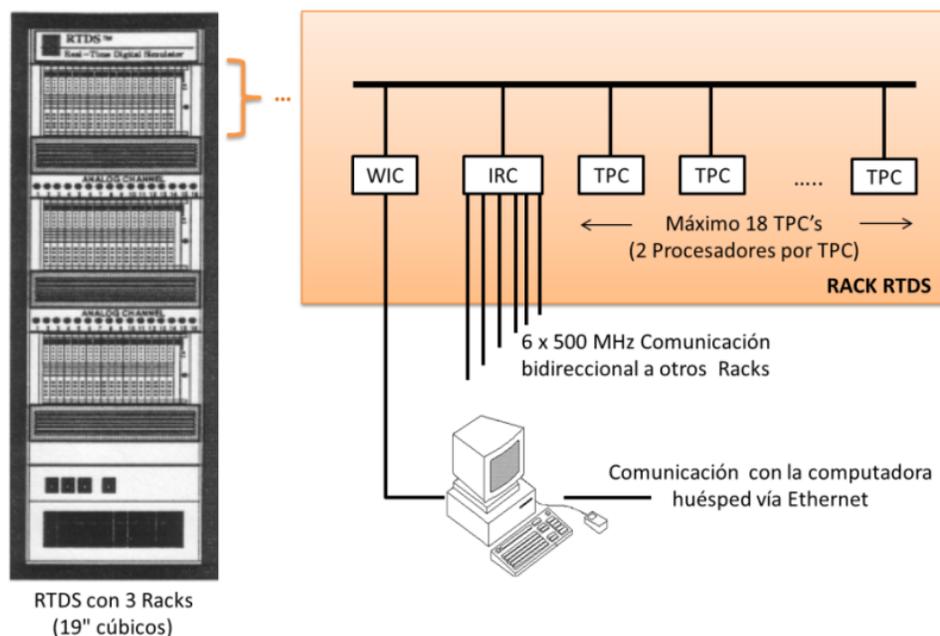


Figura 3. 2 Arquitectura del hardware del RTDS (Adaptada de [Wierckx, 1992]).

Cada módulo contenía 18 elementos procesadores capaces de desarrollar 13 millones de operaciones de punto flotante, una tarjeta IRC y una tarjeta de WIC. Cabe destacar que todos los cálculos internos se desarrollaban usando 55 bits.

3.2.1.2 Software del RTDS

El software del simulador digital en tiempo real podía ser clasificado en tres categorías diferentes [Brandt et al., 1991, Yong et al., 1999]:

- Nivel bajo.
- Nivel medio.
- Nivel alto.

El software de nivel bajo se refería a las instrucciones que eran directamente ejecutadas por cada elemento procesador, las cuales modelaban los elementos de un sistema de potencia. Este software era almacenado en una librería en la computadora de trabajo huésped y únicamente el software de alto nivel tenía acceso a él.

El software de nivel medio combinaba datos de entrada por el usuario y software de nivel bajo en una forma requerida por el hardware del RTDS. Los dos componentes de este nivel eran el compilador y el mensajero el cual se encargaba de enviar los datos de salida del compilador hacia el simulador.

El software de nivel alto era la interfaz gráfica que se tenía para visualizar por medio de dibujos los componentes de un sistema de potencia. El archivo de datos que involucraba a cada componente era usado como entrada al compilador, cuya función básica era la de interpretar el diagrama de la red ensamblada, distribuir la carga computacional a los procesadores digitales de señales y asignar entradas y salidas digitales y/o analógicas.

3.2.1.3 Interfaz gráfica de usuario PSCAD/RTDS

Se realizaron muchos esfuerzos para desarrollar programas que le permitieran al usuario armar modelos de sistemas de potencia complejos con una mayor facilidad, tener control de la simulación, reunir formas de ondas de salida y analizar los resultados obtenidos.

Como resultado de ello el RTDS contaba con una interfaz usuario grafica sofisticada (GUI por "*Graphical User Interface*" en inglés) llamada PSCAD/RTDS [Kuffel et al., 1995, Yong et al., 1999]. Algunos de los componentes de la estructura básica del PSCAD/RTDS eran los siguientes:

Draft. Este módulo representaba una plataforma para ensamblar el circuito a modelar. Se encontraba disponible una biblioteca con componentes de sistemas de control y de potencia basados en modelos estándar IEEE y otros circuitos de sistemas de control publicados, con la finalidad de que pudieran ser incluidos en la red simulada. Después de arrastrar cada componente al área de diseño de la ventana del DRAFT, el usuario tenía que configurar cada componente con sus respectivos parámetros. Además se desarrolló e integró un compilador "C" dentro del software RTDS con el objeto de que los usuarios pudieran escribir sus propios bloques de funciones de sistemas de control, si la función requerida no estaba disponible en la biblioteca [Wierckx et al., 1997, Kuffel et al., 1998].

Runtime: Después de que el modelo bajo estudio había sido definido se corría a través del módulo Runtime del PSCAD/RTDS. La operación y control en tiempo real se llevaba a cabo dentro de la consola del operador. Dentro de cada consola el usuario creaba y asignaba varios componentes de monitoreo y control. Cabe mencionar que aunque el RTDS corría en tiempo real no era posible para la computadora huésped capturar y mostrar los datos a la misma velocidad por lo que había un retraso en cada señal mostrada [Kuffel et al., 1998].

3.2.1.4 Aplicaciones y limitaciones

La primera aplicación del RTDS fue para modelar una porción del sistema de transmisión de alta tensión en C.D. del río Nelson y con ello realizar la simulación de un controlador de VAR que sería instalado en la hidroeléctrica Manitoba.

Los estudios para los que se usaba generalmente el RTDS involucraban pruebas a relevadores, recierre de interruptores, oscilaciones de potencia debido a disturbios, interacción entre sistemas de C.A. y de C.D., estudio de los controles de sistemas de C.D., entrenamiento de operadores, entre otros [McLaren et al., 1993, McLaren et al., 1995, Dirks et al., 1995, Swift et al., 1997, Giesbrecht et al., 1997].

Aunque el RTDS era completamente capaz de representar sistemas de Corriente Continua, Corriente Alterna y sistemas que involucran ambos tipos; también podía ser interfazado con simuladores analógicos [Wang et al., 1993]. Woodford demostró que para propósitos de simulación, un sistema puede ser dividido en subsistemas; bajo este concepto para un sistema de potencia dado, cualquier porción podía ser simulada por el RTDS y el resto por el simulador analógico si cada parte era vista como un subsistema.

Dentro de las limitaciones que tenía el RTDS es que a pesar de tener pasos de integración alrededor de 45 y 75 μ s, que eran adecuados para la mayoría de los

estudios, existían casos que requerían un paso mucho menor. Además el número de componentes dentro de un subsistema era limitado.

3.2.2 Simulador digital en tiempo real OPAL-RT

El laboratorio de Simulación en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia ubicado en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME, unidad Zacatenco actualmente cuenta con un simulador digital en tiempo real de la marca OPAL-RT, el cual fue recientemente adquirido.

Este equipo es fabricado en Montreal, Canadá, por la compañía *OPAL-RT Technologies®*, la cual es líder en el desarrollo de simuladores digitales en tiempo real y hardware en lazo cerrado que permiten realizar pruebas con equipos eléctricos, electromecánicos y electrónicos [OPAL-RT, 2013]

RT-LAB es una plataforma de simulación en tiempo real de alta fidelidad para prototipos de sistemas de control y adquisición de datos embebidos. Su capacidad de procesamiento distribuido permite convertir rápidamente modelos creados en Simulink, en simulaciones de tiempo real.

Este simulador es el sucesor del descrito en la sección anterior, y es uno de los últimos simuladores híbridos en tiempo real que han salido al mercado. Prácticamente es una supercomputadora que funciona en paralelo con procesadores de múltiples núcleos y de tipo FPGA para poder así simular grandes sistemas, como por ejemplo un sistema de potencia, una red de distribución, la dinámica de máquinas eléctricas, generadores o incluso sistemas de electrónica de potencia con una precisión del orden de submicrosegundos. Al repartir los cálculos en un gran número de procesadores trabajando todos en conjunto se puede reducir el tiempo de procesamiento hasta lograr obtener resultados de simulaciones en pasos de integración tan cortos como 20 microsegundos. Como resultado, una simulación con una duración de un segundo tomará exactamente un segundo usando este tipo de simulador.

El simulador digital en tiempo real ofrece un gran número de canales de entradas y salidas tanto analógicas como digitales, lo cual permite que dispositivos externos puedan interactuar con el simulador en tiempo real en lazo cerrado.

Todos los simuladores de esta línea están basados en un diseño modular y flexible y pueden ser totalmente personalizados para satisfacer las necesidades específicas de entradas/salidas y se pueden ampliar fácilmente según sea necesario.

El simulador que se encuentra en el laboratorio cuenta con un procesador principal i7 Quad 3.1i7, 12 núcleos de procesamiento, de los cuales se usan solo 8 núcleos por

cuestiones de licencia de software, 96 canales analógicos de entrada/salida, con acceso a 16 canales analógicos de salida y 16 canales analógicos de entrada, 64 canales digitales de entrada/salida además del software RT-LAB, interfaz gráfica GUI y sistema operativo en tiempo real RTOS [Álvarez, 2012].

Dicho simulador requiere de una computadora huésped en donde se realiza la edición del modelo bajo estudio y sirve como interface entre el usuario y el simulador. En ella se tiene instalado el software RT-LAB el cual permite la compilación del modelo.

La ejecución en tiempo real del modelo se lleva a cabo en las unidades de los racks, el número empleado de estas unidades está ligado a la complejidad del sistema que se desea simular. Cada unidad, como ya se mencionó, tiene entradas y salidas analógicas/digitales las cuales hacen posible realizar pruebas en lazo cerrado. Cabe destacar que la comunicación entre los racks y la computadora huésped se realiza vía Ethernet.

El simulador emplea modelos matemáticos creados en SIMULINK® de MATLAB®, por lo que la creación de casos de estudio se realiza de manera gráfica. El software que provee el fabricante tiene un ambiente amigable y es de uso fácil, sus principales funciones son la de compilar, cargar y correr los casos creados en SIMULINK®.

La figura 3.3 muestra la parte frontal del simulador OPAL-RT, el cual está básicamente compuesto por la unidad de respaldo y regulador de energía eléctrica, unidad de procesamiento y las unidades de entrada/salida de señales analógicas/digitales.

3.3.1.1 Ventajas de una simulación en tiempo real

La simulación en tiempo real ha tenido un gran auge debido a que con ella se pueden realizar pruebas en el proceso de diseño a prototipos; algunas de las ventajas que se obtienen al trabajar con este tipo de simulación son las siguientes [Rosas, 2012]:

- Permite que los ingenieros realicen pruebas de manera automática y sistematizada para ganar tiempo en el proceso de pruebas.
- Los problemas en el diseño de prototipos se encuentran más rápidamente.
- Permite emular dispositivos con los que aún no se cuentan.
- Reduce el costo en pruebas de un nuevo dispositivo bajo condiciones reales.
- El sistema en tiempo real puede poner a prueba varias configuraciones posibles sin realizar modificaciones físicas.
- Simula y prueba todos los posibles escenarios que pueden presentarse en la vida real dentro de un ambiente seguro.

- Tiene una alta flexibilidad para modificar todos los parámetros y señales del sistema de prueba en un instante.
- Se tiene acceso a un script para realizar pruebas automáticas, con el objeto de correr pruebas las 24 horas del día durante los siete días de la semana.

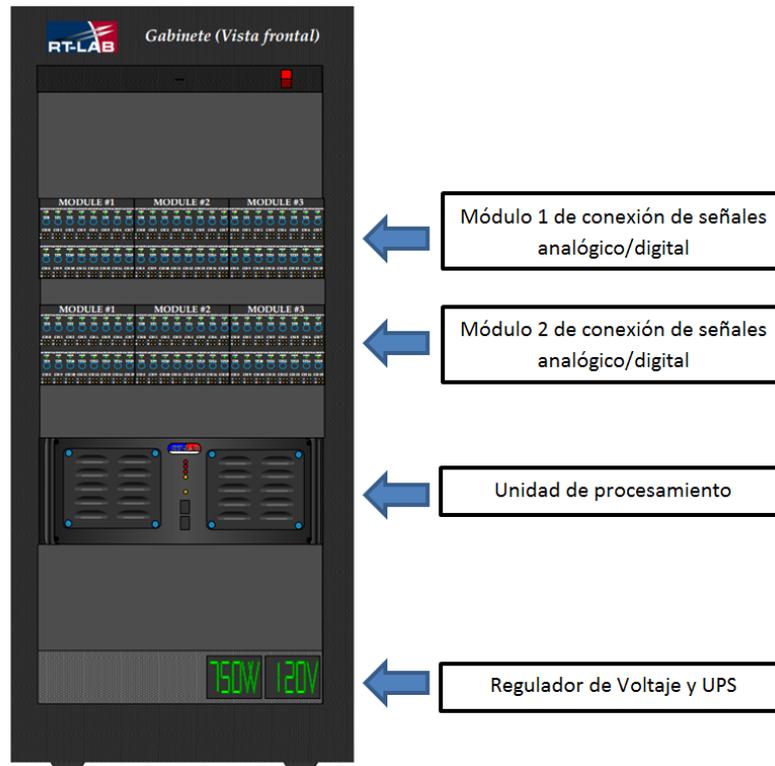


Figura 3. 3 Simulador digital en tiempo real OPAL-RT. (Adaptado de [Álvarez, 2012]).

3.3.1.2 Tipo de simulaciones en tiempo real

Existen tres tipos de configuraciones que se pueden realizar en una simulación en tiempo real, los cuales dependerán de la implementación que se le dé al simulador; estas son:

Prototipo de control rápido. En esta configuración los controles de alguna planta son modelados dentro del simulador en tiempo real y las señales de entrada y/o salida interactúan con la planta física a la cual está conectado el control. En la figura 3.4 se representa este tipo de configuración donde el control de un aerogenerador (planta física) es modelado dentro del simulador.



Figura 3. 4 Prototipo de control rápido.

Hardware en lazo cerrado. En esta configuración la planta es la que está modelada dentro del simulador; la cual interactúa con el dispositivo físico de control. Ver figura 3.5.



Figura 3. 5 Hardware en lazo cerrado.

Simulación pura. En este tipo de simulación, tanto la planta como los controles son modelados dentro del simulador, cada uno en diferentes racks, como lo muestra la figura 3.6.

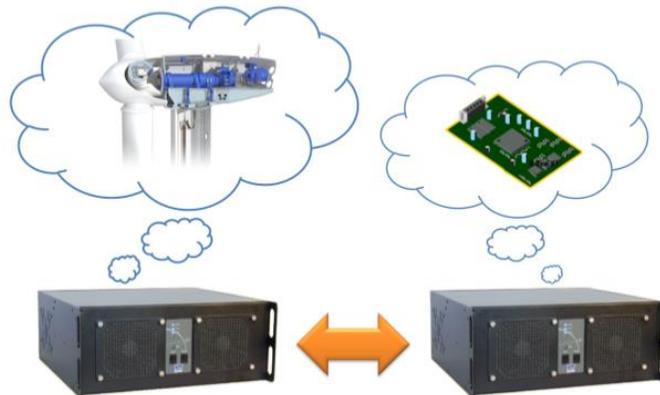


Figura 3. 6 Simulación Pura.

3.3.1.2 Simulación de sistemas complejos

El paso de integración que normalmente se usa en este tipo de simulador es de 50 μ s el cual resulta más que eficiente para simular con gran fidelidad la mayor parte de los fenómenos transitorios electromagnéticos que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia. Dentro de este paso de integración el procesador tiene que leer todas las señales de entrada provenientes de algún tipo de sensor (por mencionar un ejemplo), para así desarrollar todos los cálculos necesarios del algoritmo de control y mandar todas las salidas correspondientes a las acciones del control a los canales de salida del equipo.

Las señales de entrada y salida de alta frecuencia generalmente disminuyen el paso de tiempo, con ello se logra incrementar la exactitud de los resultados pero la desventaja es que se incrementa el tiempo requerido para lograr la simulación del sistema.

En un sistema de tiempo real, cuando un paso de tiempo es demasiado corto y no es suficiente para leer las entradas, realizar los cálculos y determinar las salidas se tendrán problemas de omisión de pasos por lo que los cálculos se desarrollaran en el siguiente paso de tiempo. Para evitar este problema se debe de dividir la carga computacional en los diferentes núcleos con la creación de subsistemas esclavos.

3.3 ESTUDIOS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES

3.3.1 Estudios de producción de energía de la planta

La energía anual de salida de un aerogenerador es la medición más importante para evaluar su desempeño. El tiempo de recuperación del aerogenerador dependerá de su producción de energía. La producción de energía puede ser calculada a partir de la potencia de generación usando la siguiente ecuación:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} \times \text{Tiempo} \quad (3.1)$$

Para el cálculo de la producción de la energía esperada, se debe conocer el factor de capacidad de la turbina, el cual está definido como la energía real de salida durante un año dividido por la energía de salida si el aerogenerador operara a su potencia nominal durante todo el año. Dicho factor puede tener valores de entre 0.25 y 0.30 sin embargo un buen factor de capacidad podría ser de 0.40 [Pallabazzer, 2004]. Cuando se usa el factor de capacidad para calcular la energía anual esperada es muy importante conocer el factor de capacidad a la velocidad promedio del viento del lugar en el que se encuentra instalado el aerogenerador.

Multiplicando la potencia nominal de la turbina por su factor de capacidad y el número de horas en un año, se puede estimar la producción de energía anual tal y como se muestra en la ecuación (3.2) [Ghosh and Prelas, 2011]:

$$\text{Energía} = RP \times RCF \times h \quad (3.2)$$

Donde RP es la potencia nominal en kW del aerogenerador, RCF es el factor de capacidad nominal en kW, y h es el número de horas en un año (8760 horas).

Si se requiere una estimación precisa de la producción de energía, es necesario conocer la distribución del viento del lugar de al menos un año y además contar con la curva de potencia generada para cada velocidad del viento la cual es proporcionada por el fabricante. Si los datos no están disponibles, existen dos funciones de distribución de viento que son comúnmente usadas para realizar los cálculos en la estimación de la producción de energía para turbinas eólicas; la primera es la distribución Weibull y la segunda es una variante de la distribución Weibull llamada distribución Rayleigh que suele ser más precisa para lugares con altas velocidades de viento promedio [Celik, 2003]. Cabe destacar que la energía de salida estará también influenciada por las características de diseño del aerogenerador incluyendo las velocidades de arranque y desconexión.

En la figura 3.7 se presenta un ejemplo de la distribución de viento para un aerogenerador de 16 kW, este grafico expresa con qué frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado durante un año, por su parte las barras representan datos del viento medidos sobre un periodo limitado (normalmente de un año), sin embargo la experiencia ha mostrado que a largo plazo se acerca a la curva estadística Weibull representada por la línea roja.

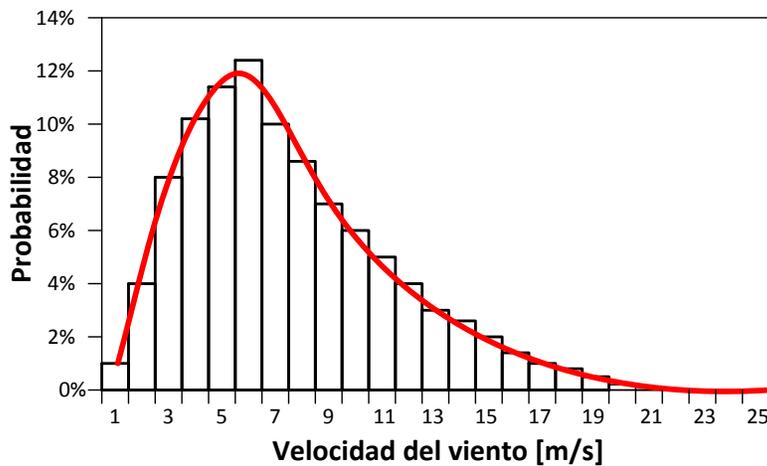


Figura 3. 7 Distribución del viento (Adaptada de [AAE, 2013]).

Para la determinación de la energía producida se elabora una tabla que combina la distribución probabilística del viento (curva Weibull) junto con la curva de potencia del aerogenerador, ambos parámetros en función de la velocidad del viento. Con estos datos se obtiene para cada rango de velocidad una cierta cantidad de energía producida que será igual al producto de las horas (calculadas mediante la curva Weibull) por la potencia generada en cada rango de velocidad. A su vez la producción total de energía estará dada por la sumatoria de cada valor obtenido.

3.3.2 Estudios de estabilidad

Los aerogeneradores de velocidad fija son básicamente generadores de inducción convencionales los cuales consumen potencia reactiva y de igual forma que los motores de inducción son propensos a la inestabilidad ante caídas de voltaje. Este tipo de comportamiento inestable lleva a la máquina de inducción a la pérdida del equilibrio y es conocido como inestabilidad de voltaje a corto plazo. Cuando se emplean turbinas eólicas de velocidad fija, el problema de la inestabilidad de voltaje a corto plazo es una de las barreras para limitar la integración de la potencia eólica.

Los problemas de inestabilidad en los generadores de inducción convencionales se originan principalmente a partir de las siguientes causas [Van Cutsem and Vournas, 1998, Li et al., 2006, Ishijara, 2010]:

Pérdida del equilibrio de la dinámica de corto plazo. Este mecanismo de inestabilidad ocurre cuando se intenta restaurar la carga en puntos de operación más allá de la capacidad máxima combinada de los subsistemas de transmisión y generación.

Este tipo de inestabilidad es representado gráficamente en la figura 3.8. Antes de presentarse la falla o algún disturbio que provoque que el voltaje en las terminales de la máquina disminuya, el generador se encuentra operando en el punto estable "A". Al iniciarse el disturbio, ocurre un cambio en las unidades dentro de la curva par-velocidad (como resultado de la disminución del voltaje) y con ello el punto de operación puede cambiar a los puntos "B" o "C" lo cual dependerá del nivel de voltaje que se tenga en las terminales.

Cuando la máquina llega al punto de operación "C", la máquina empieza a acelerarse debido a que el par mecánico es más grande que el par eléctrico. Si el par eléctrico después de liberar la falla es menor que el par mecánico de la turbina, la máquina se volverá inestable tal y como ocurre cuando el voltaje en terminales es de 0.6 p.u. para este ejemplo.

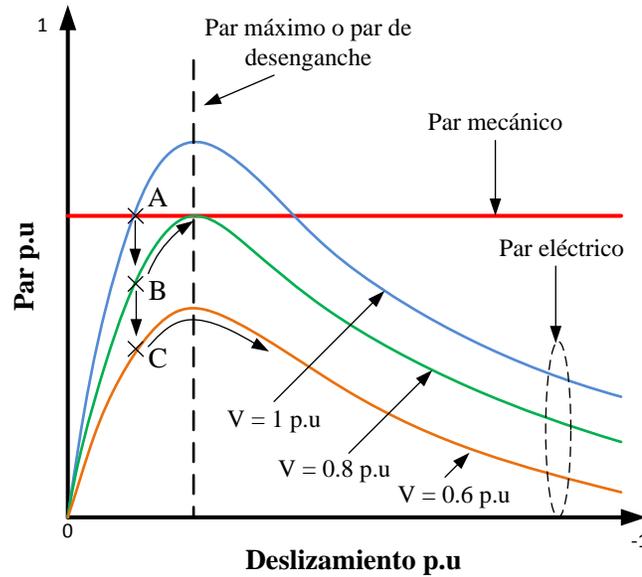


Figura 3. 8 Inestabilidad por pérdida del equilibrio de corto plazo (Adaptada de [CIGRE, 2007, Ishijara, 2010]).

Escasez de atracción hacia el equilibrio estable de post disturbio. Este tipo de inestabilidad se presenta cuando una acción correctiva que restaura el equilibrio de largo plazo es aplicada a destiempo, no lo suficientemente rápido como para que el sistema sea atraído al equilibrio estable de post disturbio tal y como se muestra gráficamente en la figura 3.9 para un generador de inducción.

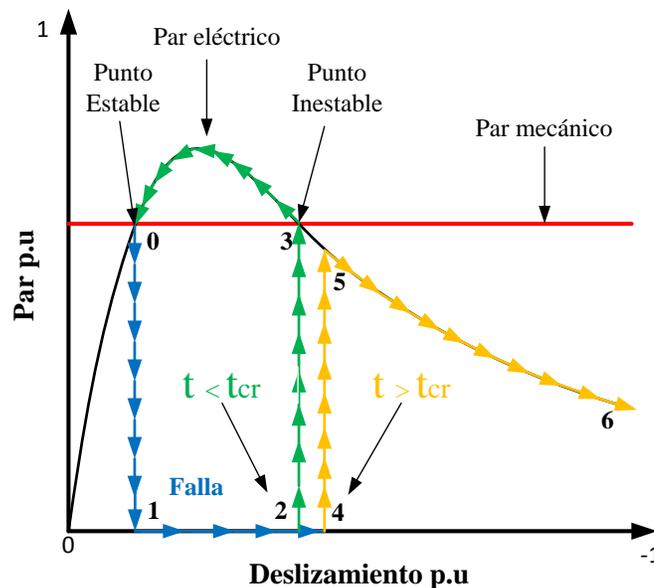


Figura 3. 9 Pérdida de la estabilidad por falta de atracción hacia el equilibrio estable (Adaptada de [Ishijara, 2010]).

En la figura 3.9, el generador se encuentra inicialmente operando en el punto estable "0", en donde el par eléctrico y mecánico del generador son iguales. Al ocurrir una

falla en la terminales del generador, el par eléctrico se hace inicialmente igual a cero en el punto 1 y el rotor del generador se acelera. Si la falla se libera en alguna condición de operación entre los puntos 1 y 2, el generador será atraído hacia el punto de equilibrio, y podrá continuar su operación normal. Si la falla se libera después del punto 2, el generador perderá su atracción hacia el punto de equilibrio y su rotor se acelerará, perdiendo con ello su estabilidad.

Un aspecto importante que se debe de tener en consideración cuando se realizan investigaciones relacionadas con la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia que cuentan con la integración de plantas eólicas, es la representación del sistema mecánico perteneciente a los aerogeneradores. Este aspecto toma mucho más importancia cuando los aerogeneradores son del tipo de velocidad fija ya que existe un fuerte acoplamiento entre los valores mecánicos (la velocidad del rotor del generador) y los parámetros eléctricos (potencia activa y reactiva).

Las interacciones electromecánicas con la red son vistas como fluctuaciones del voltaje, la corriente de la máquina, potencia activa y reactiva y otros parámetros eléctricos del aerogenerador y el sistema de potencia. La frecuencia natural de estas fluctuaciones es igual al modo de torsión de la flecha que esta típicamente en el rango de 1 a 10 Hz [Trudnowski et al., 2004].

3.3.3 Estudios de calidad de la energía

El incremento de la generación eólica dentro del sistema eléctrico de potencia no solo tiene un impacto negativo en la estabilidad del sistema eléctrico, también son causa de problemas relacionados con la calidad de la energía, principalmente de distorsión armónica, variaciones de voltaje y bajo factor de potencia. Estos problemas son dependientes de la configuración de la red y del tipo de aerogenerador empleado.

La norma actual concerniente a la calidad de energía para aerogeneradores fue emitida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por "*International Electrotechnical Commission*" en Inglés). La norma IEC 61400-21 define los parámetros que son característicos del comportamiento de un aerogenerador en términos de la calidad de energía, y también proporciona recomendaciones para realizar mediciones y evaluaciones respecto a este tema [Estanquero et al., 2007].

El origen de la problemática de los aerogeneradores con respecto a la calidad de la energía se derivan debido a que estos sistemas se distinguen de los sistemas de generación convencionales por los siguientes aspectos [Hinrichsen and Nolan, 1982, Larson, 1997]:

- Tienen una producción variable de potencia a causa de las fluctuaciones de la fuente primaria de energía.
- Presentan un modo de oscilación de baja frecuencia causado por la gran inercia de la turbina y la baja rigidez del sistema mecánico.
- Emplean componentes diseñados con electrónica de potencia.

Los problemas principales en la calidad de la energía que puede presentar este tipo de generación de energía eléctrica se pueden clasificar en: huecos de tensión, fluctuaciones de tensión o parpadeo y distorsión armónica [Larson, 1996].

Huecos de tensión

Según la norma EN 50160 un hueco de tensión es la disminución repentina del voltaje a un valor de entre 1% y 90% de la tensión nominal seguido por la recuperación del voltaje después de un lapso corto de tiempo. Por convenio un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 min. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión nominal.

Dentro de los requerimientos que deben de cumplir los aerogeneradores para la interconexión al Sistema Eléctrico Mexicano (Codigo de red) es que los aerogeneradores deberán tener la capacidad de permanecer conectados al sistema sin perder estabilidad ante fallas, durante el tiempo máximo de liberación de la falla; soportando el hueco de tensión generado. Durante este periodo deberá de aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla la planta deberá aportar potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previo a la falla.

Los tipos de falla y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Tipos de fallas y tiempos de duración [CFE, 2011].

Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de la falla (milisegundos)		
	Nivel de Tensión kV		
	69-161 kV	230 kV	400 kV
Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

La siguiente figura muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica.

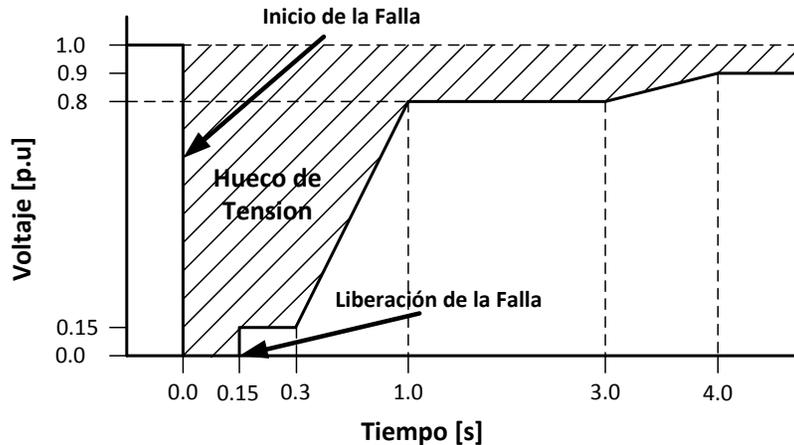


Figura 3. 10 Hueco de tensión (adaptada [CFE, 2011]).

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1000 ms. Del inicio de falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el parque no deberá dispararse [CFE, 2011].

Fluctuaciones de tensión o parpadeo (*Flicker*)

Las turbinas eólicas producen en general, una potencia fluctuante debido a las perturbaciones en el par mecánico. Esta potencia variable suministrada por las turbinas puede provocar fluctuaciones muy rápidas de tensión que comúnmente es conocido como *flicker* debido a que su efecto se ve reflejado como un parpadeo en la luminosidad de una lámpara. En redes muy débiles estas fluctuaciones pueden llegar a dañar equipo eléctrico muy sensible [Muyeen et al., 2013].

Este efecto adquiere mucho más importancia en los aerogeneradores de velocidad fija debido a que los aerogeneradores de velocidad variable desacoplan las fluctuaciones mecánicas presentes en la turbina mediante los convertidores de potencia [Anaya et al., 2009].

El principal tema de calidad de la energía relacionado con los aerogeneradores es el parpadeo de voltaje. En EUA y Canadá, se han adoptado normas de la IEEE. Los principales documentos que tratan este tema son las normas IEEE 519-1992 y la norma IEEE 141-1995.

Existen dos índices básicos que se emplean para evaluar la severidad del parpadeo de voltaje [CFE, 2011]:

- Indicador de variación de tensión a corto plazo (Pst): Este indicador evalúa la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión a corto plazo, con intervalos de observación de 10 minutos.

- Indicador de variaciones de tensión a largo plazo (Plt): Evalúa la severidad de las variaciones a largo plazo con intervalos de observación de 2 horas, este indicador es calculado a partir de valores sucesivos de Pst.

Distorsión armónica.

Existen dos formas en que los aerogeneradores pueden generar armónicos [CIGRE, 2007]:

- Debido a la saturación en las maquinas eléctricas
- La inyección de armónicos por el equipo electrónico de potencia.

El primer punto no es diferente a cualquier otro generador eléctrico en donde el fabricante de la máquina eléctrica debe construir sus propias unidades para cumplir con los estándares de la industria.

La segunda causa puede provenir de una o de dos fuentes. La primer fuente es la inyección de armónicos por el arrancador basado en tiristores típicamente usado en diseños de generadores de inducción convencionales (velocidad fija) y la segunda es por los diseños de aerogeneradores velocidad variable que usan convertidores de frecuencia, tal como los generadores de inducción doblemente alimentados o los diseños de convertidores completamente nominales, de igual forma se debe de asegurar que los diseños de los fabricantes cumplan con las normas aplicables. Típicamente, en los diseños de velocidad variable los convertidores de frecuencia son convertidores fuente de voltaje. Esto significa que los diseños están típicamente basados en modulación de ancho de pulso (PWM) los cuales generan principalmente armónicos de alto orden.

El nivel de distorsión armónica tiene que ser medido en el punto de interconexión. Por su parte la distorsión armónica total será medida en forma continua y las armónicas individuales solo cuando se exceda la distorsión total permitida que es de 3.0 % [CFE, 2011].

3.3.4 Estudio de cortocircuito

Un estudio importante en las plantas de generación eólica es la evaluación del impacto que tiene la contribución de corrientes de cortocircuito de la planta dentro del sistema eléctrico de potencia bajo diferentes condiciones de falla. Esta tarea puede ser un reto para los ingenieros en protecciones debido a la integración de los diferentes tipos de aerogeneradores existentes y a las unidades convencionales de generación.

En un sistema eléctrico de potencia resulta imprescindible el estudio de cortocircuito en todas sus zonas, ya que la información que proporciona permite determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión, así como el obtener los datos de diseño de los transformadores de instrumento, conductores y barras. Además permite realizar la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito; el cual es un tema importante cuando se tienen integrados sistemas de generación eólica puesto a que el sistema de protección debe ser diseñado cuidadosamente y ser compatible con la operación de generadores síncronos convencionales conectados a la misma red.

La mayor parte de los aerogeneradores conectados a la red eléctrica emplean generadores de inducción convencionales del tipo jaula de ardilla, generadores de inducción doblemente alimentados y generadores síncronos o asíncronos enlazados a la red mediante convertidores de potencia por lo que las características de cortocircuito de estas formas de generación difieren del comportamiento familiar de los generadores síncronos típicamente conectados al sistema de potencia. Además también existen diferencias significativas entre cada tipo de aerogeneradores que existen [Walling and Reichard, 2009].

En general el comportamiento de la corriente de cortocircuito de los aerogeneradores de velocidad fija no es el mismo que se presenta en los generadores síncronos de una planta convencional, y esto es debido a que en un generador síncrono, el flujo magnetizante es controlado por las corrientes de excitación que circulan por el devanado de campo, por lo que las corrientes de cortocircuito se mantienen sostenidas durante una falla [Muljadi et al., 2010]. Por el contrario, el comportamiento de la corriente de cortocircuito de los generadores de inducción del tipo jala de ardilla es similar al comportamiento de los motores de inducción; ya que la corriente de falla inicial tiende a disminuir conforme el flujo magnetizante en la máquina se colapsa, y eventualmente alcanza el valor de cero durante un lapso corto de tiempo, al menos que exista una compensación reactiva suficiente para mantener al generador excitado durante la falla [Walling and Reichard, 2009].

Para la coordinación de los relevadores instantáneos la contribución de corriente del aerogenerador de velocidad fija durante el primer ciclo es muy importante. Para fallas trifásicas la contribución de corriente está definida por la suma de la reactancia transitoria del generador y la impedancia del sistema medida desde las terminales de la máquina hasta el lugar de ubicación de la falla. Para fallas desbalanceadas las impedancias de secuencia negativa y positiva de la máquina se asumen igual a la reactancia transitoria. Sin embargo el comportamiento dinámico de los flujos del generador durante la falla complica el comportamiento del cortocircuito. Además es necesario tomar en cuenta que los aerogeneradores normalmente son fuentes sin conexión a tierra, por lo que no existe contribución de corriente a tierra [Walling and Reichard, 2009].

Es importante mencionar que el valor inicial de la corriente de falla de un generador de inducción es muy cercano a la corriente generada durante la prueba de rotor bloqueado [Samaan et al., 2008].

La corriente de cortocircuito del generador al asumir una falla trifásica puede ser calculada con la siguiente ecuación [Muljadi and Gevorgian, 2011]:

$$i(t) = \frac{\sqrt{2}V_s}{X'_s} \left[e^{\frac{t}{T'_s}} \sin(\alpha) - (1 - \sigma) e^{\frac{t}{T'_r}} \sin(\omega t + \alpha) \right] \quad (3.3)$$

Donde α es el ángulo del voltaje para una fase dada, σ es un factor de pérdidas, V_s es la magnitud del voltaje, X'_s es la reactancia transitoria del estator, T'_s y T'_r son las constantes de tiempo del estator y del rotor respectivamente.

Además las constantes de tiempo así como las inductancias transitorias del estator y rotor están definidas por las siguientes ecuaciones [Muljadi and Gevorgian, 2011]:

$$L'_s = L_{ls} + \frac{L_{ls}L_M}{L_{lr}L_M} \quad (3.4) \qquad L'_r = L_{lr} + \frac{L_{ls}L_M}{L_{ls}L_M} \quad (3.8)$$

$$T'_s = \frac{L'_s}{r_s} \quad (3.5) \qquad T'_r = \frac{L'_r}{r_r} \quad (3.9)$$

$$L_{ss} = L_{ls} + L_M \quad (3.6) \qquad L_{rr} = L_{lr} + L_M \quad (3.10)$$

$$X'_s = \omega L'_s \quad (3.7) \qquad \sigma = 1 - \frac{L_M^2}{L_{ss}L_{rr}} \quad (3.11)$$

De la ecuación (3.3) se deduce que la constante de tiempo del rotor influye en la dinámica de la componente de CA que forma la corriente de cortocircuito, mientras que la constante de tiempo del estator gobierna la componente decaiente de CD. La figura 3.11 muestra cada una de estas componentes y la forma en la que influyen en la forma de onda final de la corriente de cortocircuito de un aerogenerador de velocidad fija.

En la figura 3.11 se puede observar que la corriente alcanza su valor máximo en la primera mitad de un periodo, por lo que si se quisiera calcular el valor máximo de corriente se tendría que sustituir $t=T/2$ dentro de la ecuación (3.3). La ecuación resultante para el máximo pico de corriente está dada por [Muljadi and Gevorgian, 2011]:

$$i_{\max} = \frac{\sqrt{2}V_s}{X'_s} \left[e^{\frac{T}{2T'_s}} + (1 - \sigma) e^{-\frac{T}{2T'_r}} \right] \quad (3.12)$$

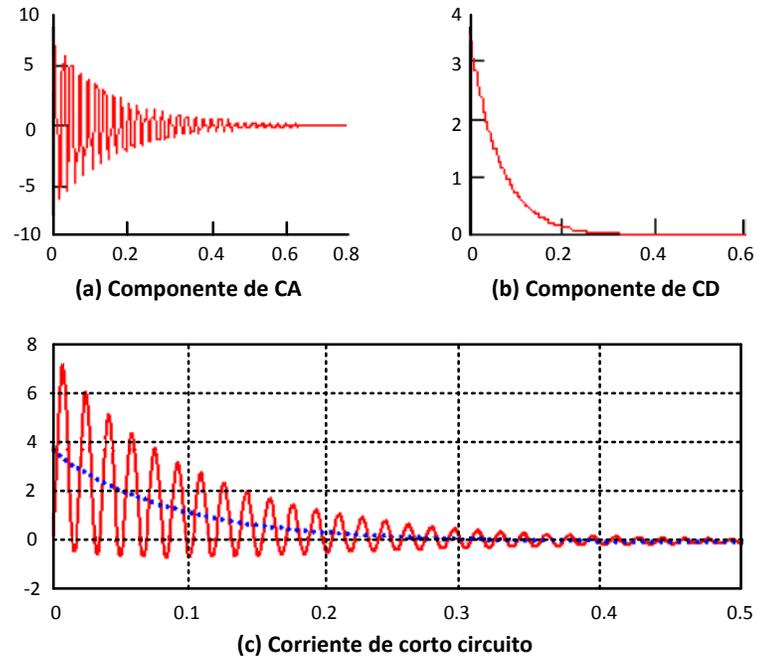


Figura 3. 11 Corriente de corto circuito de un aerogenerador de velocidad fija (Adaptada de [Muljadi and Gevorgian, 2011]).

CAPÍTULO 4:

AEROGENERADORES DE VELOCIDAD FIJA

4.1 INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los conceptos de aerogeneradores están basados en generadores de inducción. Esto implica que un generador de inducción es implementado para convertir la potencia mecánica proveniente de la turbina eólica a potencia eléctrica activa, la cual es suministrada a la red eléctrica. Los primeros aerogeneradores que surgieron fueron los de velocidad fija, los cuales están equipados con generadores de inducción convencionales con el circuito del rotor en corto circuito.

El término de velocidad fija se usa debido a que la velocidad del generador en condiciones normales de operación solo puede variar dentro de un rango pequeño, que es normalmente de hasta 2% alrededor de su velocidad nominal [Akhmatov, 2005]. Este rango de velocidad está definido por el deslizamiento electromecánico del generador. En este tipo de aerogenerador el rotor del generador está acoplado al rotor de la turbina de viento a través de un sistema de flechas, mientras que el circuito del estator está conectado directamente a la red eléctrica.

Los generadores de inducción suministran potencia activa al sistema eléctrico de potencia, pero absorben potencia reactiva de la red. La potencia reactiva absorbida es requerida para excitar al generador. Obviamente, los generadores de inducción que tienen su rotor en corto circuito no pueden controlar la potencia reactiva y requieren que el voltaje de la red se mantenga sobre el voltaje nominal del generador; es por esta razón que los aerogeneradores de velocidad fija con generadores de inducción emplean bancos de capacitores. Esta compensación es aplicada para reducir la absorción de potencia reactiva de la red eléctrica y mejorar el factor de potencia del aerogenerador.

En este capítulo se presentan a detalle los componentes de un aerogenerador de velocidad fija y se desarrollan los respectivos modelos matemáticos que describen su comportamiento dinámico. Además se realizan una serie de pruebas que permiten evaluar su comportamiento ante diferentes tipos de disturbios. Finalmente el modelo

es implementado en el simulador digital OPAL-RT, presentando el procedimiento y aspectos importantes para realizar simulaciones en lazo cerrado con un relevador comercial de la marca SEL.

4.2 ESTRUCTURA DEL AEROGENERADOR

De manera general, el funcionamiento de los aerogeneradores o turbinas de viento es transformar la energía cinética proveniente del viento en energía eléctrica mediante el uso de un generador eléctrico. El viento pasa sobre las aspas de la turbina ejerciendo una fuerza de rotación y a su vez las aspas hacen girar una flecha de velocidad baja que se encuentra en el interior de la góndola la cual se acopla a una caja de engranes (o multiplicadora). La caja de engranes incrementa la velocidad de rotación a una velocidad apropiada para el generador, el cual mediante la interacción de campos magnéticos convierte la energía mecánica a energía eléctrica. Finalmente la potencia de salida pasa por un transformador aumentando el voltaje generado a un nivel apropiado.

La figura 4.1 presenta un diagrama de bloques del modelo general de un aerogenerador de velocidad fija. Cada bloque del modelo representa un componente físico del aerogenerador y las flechas dan los enlaces y la dirección de las señales entre los diferentes bloques del modelo. La estructura general del modelo consiste de los subsistemas más importantes, como son la dinámica del viento (bloque 1), la turbina eólica (bloque 2), el sistema mecánico de engranes (bloque 3), el generador de inducción con rotor jaula de ardilla (bloque 4), el control de ángulo del aspa (bloque 5) y el sistema eléctrico de potencia al cual se conecta el generador (bloque 6).

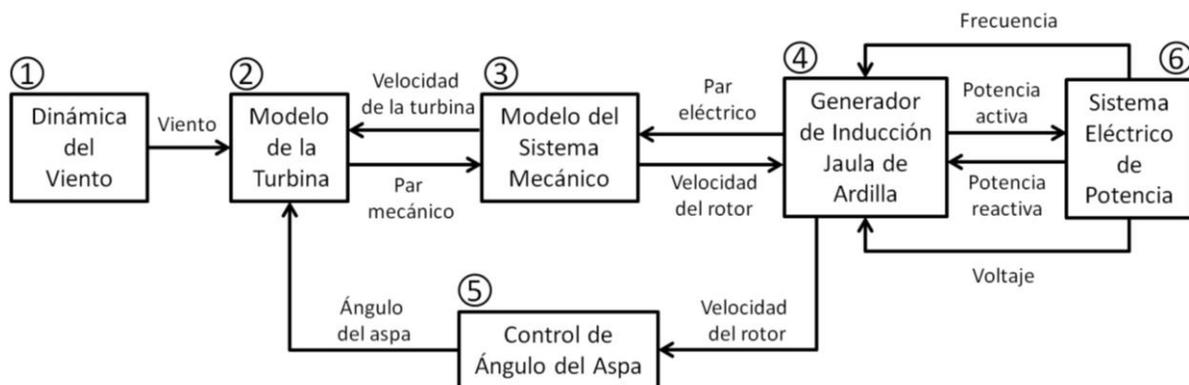


Figura 4. 1 Estructura general del modelo dinámico de un aerogenerador de velocidad fija (Adaptado de [Ackermann, 2005]).

El modelado adecuado de cada uno de los subsistemas descritos anteriormente permite que el modelo sea útil para analizar tanto la producción energética de la

turbina ante variaciones de viento en estudios a largo plazo como posibles problemas mecánicos y eléctricos que pueda experimentar el aerogenerador.

4.3 MODELO DEL AEROGENERADOR

4.3.1 Modelo de la dinámica del viento

La aproximación para el modelo del viento puede ser desarrollada a partir de mediciones, lo cual tiene como ventaja de que son usadas velocidades reales para simular el desempeño de la turbina. La desventaja es que únicamente la secuencia de medidas dentro del intervalo de valores de velocidad del viento será simulada.

Una aproximación más flexible es usar un modelo de viento que pueda generar series de viento con características que puedan ser elegidas por el usuario. En la literatura concerniente a la simulación de aerogeneradores en sistemas eléctricos de potencia, frecuentemente se asume que la velocidad del viento puede ser definida por la suma de cuatro componentes [Ackermann, 2005]:

- Valor promedio del viento (v_p)
- Componente de rampa (v_r)
- Componente de ráfaga (v_{rf})
- Componente de turbulencia (v_t)

El valor promedio de la velocidad del viento v_p , corresponde a la media matemática de la velocidad del viento registrada durante un cierto periodo de tiempo considerado.

La componente de rampa de la velocidad del viento v_r , se emplea para realizar cambios continuos en la velocidad del viento dentro de la simulación. Esta rampa de velocidad del viento es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la rampa, A_r (m/s), el tiempo de comienzo o inicio T_{sr} , y el tiempo final, T_{er} .

La formulación matemática de la componente de rampa de la velocidad del viento se describe con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 v_r &= 0 \text{ para } t < T_{sr} \\
 v_r &= A_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} \text{ para } T_{sr} \leq t \leq T_{er} \\
 v_r &= A_r \text{ para } T_{er} < t
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Las ráfagas son indicadas por fluctuaciones rápidas en velocidad del viento con cierta variación entre los picos y la parte estable de la curva, es decir un cambio temporal en la velocidad del viento. La ráfaga de velocidad del viento es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la ráfaga de la velocidad del viento, A_g (m/s), el tiempo de comienzo de la ráfaga T_{sg} y el tiempo final, T_{eg} . La descripción matemática de la componente de ráfaga de la velocidad del viento es descrita por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 v_{rf} &= 0 \text{ para } t < T_{sg} \\
 v_{rf} &= A_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\} \text{ para } T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \\
 v_{rf} &= 0 \text{ para } T_{eg} < t
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

De las ecuaciones anteriores se observa que la ráfaga es un cambio súbito (ascenso y descenso máximos) de la velocidad del viento, que sigue una forma de semiciclo positivo de una función coseno, donde el comienzo y el final de la ráfaga son completamente definidos.

La turbulencia del viento es una función sumamente compleja, debido a que ella involucra un comportamiento sumamente aleatorio de la velocidad del viento lo que dificulta completamente la simulación matemática de esta componente. Básicamente la componente de turbulencia de la velocidad del viento es caracterizada por la densidad del espectro de potencia $S_{wt}(f_i)$, que está definida por:

$$S_{wt}(f_i) = \frac{lv_p \frac{1}{(\ln(h/z_0))^2}}{\left(1 + 1.5 \frac{f_i l}{v_p}\right)^{5/3}} \tag{4.3}$$

Por su parte la densidad de potencia de la turbulencia para cierta frecuencia está dada por:

$$P_{Dt}(f) = lv_p \left[\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)^2 \right]^{-1} \left[1 + 1.5 \frac{fl}{v_p} \right]^{-5/3} \tag{4.4}$$

Donde f es la frecuencia (Hz); h es la altura de la velocidad del viento (m), que normalmente es igual a la altura del eje de la turbina de viento; v_p es la velocidad de viento media (m/s); l es la longitud de la turbulencia media en (m), que es igual a $20h$

si h es menor que 30m, e igual a 600 si h es mayor que 30m; z_0 es la longitud de rugosidad (m), cuyo valor depende de la estructura del paisaje que rodea la turbina de viento. Los valores de rugosidad están dados por la tabla 4.1.

Tabla 4. 1 Valores de longitud de rugosidad para diferentes tipos de ambiente [Panofsky and Dutton, 1984].

Tipo de ambiente	Rango de Z_0 (m)
Mar abierto o arena	0.0001-0.001
Nieve	0.001-0.005
Césped bajo o estepas	0.001-0.01
Césped largo o tierra rocosa	0.04-0.1
Bosques o ciudades	1-5

La siguiente ecuación muestra el cálculo de la componente de la turbulencia (v_i), donde f_i y φ_i son la frecuencia y la fase inicial de la componente de frecuencia de i^{th} .

$$v_t(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(f_i) \Delta f} \cos(2\pi f_i t + \varphi_i + \Delta\varphi) \quad (4.5)$$

Donde Δf debe elegirse entre 0.1 y 0.3 Hz y n igual a 50 [Nichita et al., 2002]. El término $\Delta\varphi$ es una pequeña componente de fase aleatoria que se agrega a cada paso de tiempo para evitar periodicidad de la turbulencia.

Con los valores obtenidos en cada componente se llega a la ecuación final del modelo del viento el cual esta descrito por la suma de cada componente (cada componente está dada en m/s):

$$v(t) = v_p + v_r(t) + v_{rf}(t) + v_t(t) \quad (4.6)$$

Para las simulaciones realizadas en este trabajo se empleó el modelo desarrollado en el Laboratorio Nacional de RISØ el cual está basado en el espectro de Kaimal [Sørensen et al., 2001] realizado en el programa de SIMULINK®. Este modelo primero genera series temporales de viento en base a una densidad espectral de potencia del viento dada y a una señal de ruido blanco dada (la cual es una señal aleatoria que se caracteriza por el hecho de que sus valores de señal en dos tiempos diferentes no guardan correlación estadística). En una segunda etapa, la velocidad del viento obtenida es promediada sobre toda el área del rotor, por lo que este modelo toma en cuenta la turbulencia y el efecto sombra de la torre [Iov et al., 2004] tal y como se presenta en la figura 4.2.

El bloque empleado, así como su máscara correspondiente se presentan en la figura 4.3, en donde se aprecia que tiene como entrada la velocidad de la turbina y como salida la velocidad del viento. Los parámetros que tienen que ser definidos en la máscara del bloque son el diámetro del rotor, la velocidad promedio del viento, la escala de longitud, la intensidad de turbulencia y el tiempo de muestreo.

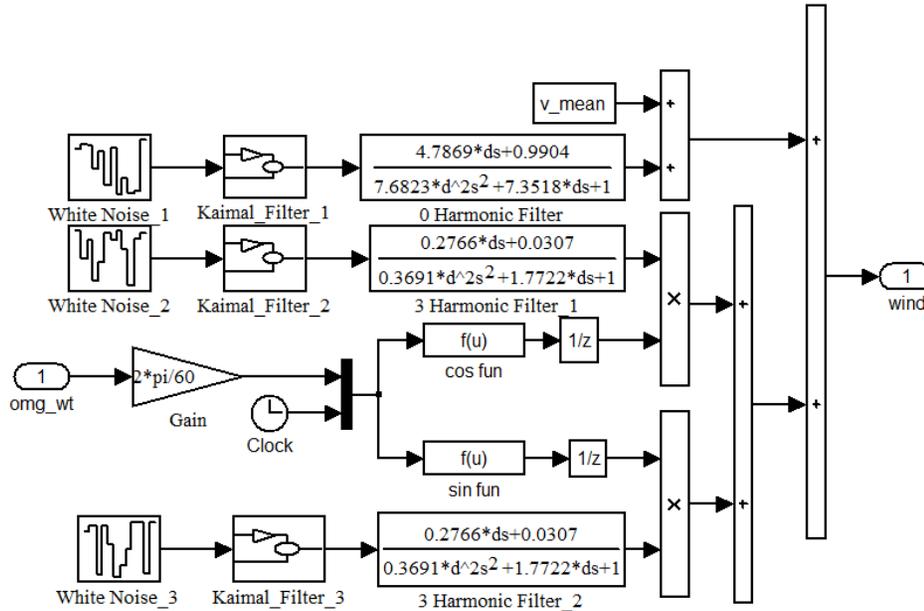
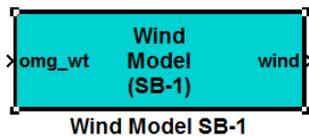


Figura 4. 2 Modelo de la dinámica del viento.



Wind Model SB-1

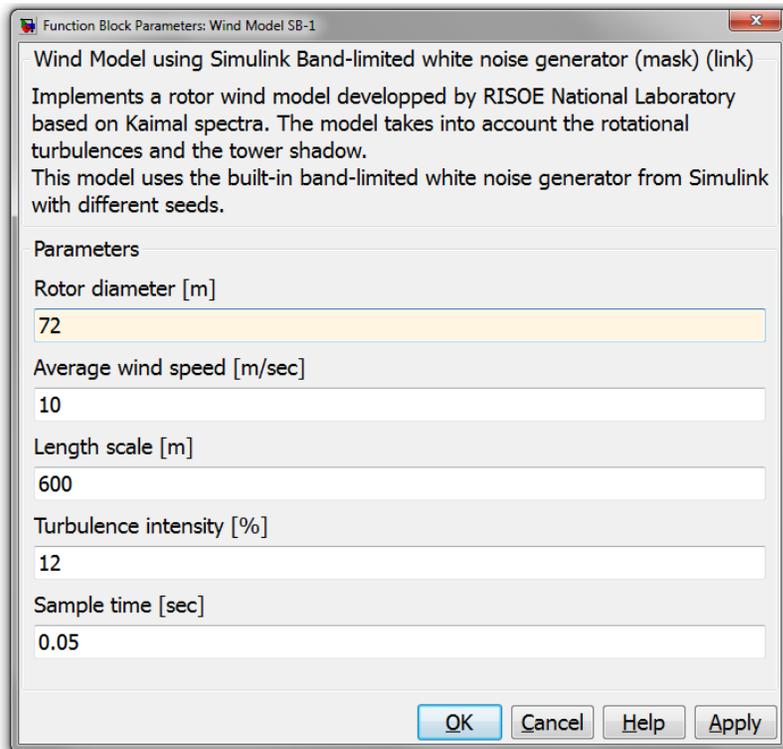


Figura 4. 3 Bloque y máscara del modelo de la dinámica del viento.

4.3.2 Modelo de la turbina del aerogenerador

El modelo de la turbina del aerogenerador está descrito por las relaciones que existen entre la potencia total del viento y la potencia mecánica de la turbina tal y como se describió en la sección 2.4.

La potencia extraída por la turbina está en función de la velocidad del viento (v), el área de barrido de la turbina (A), la densidad del aire (ρ) y además está limitada por el coeficiente de potencia (C_p) el cual está en función del paso del ángulo del aspa (β) y la velocidad punta (λ) como se presenta en la siguiente ecuación:

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4.7)$$

Sin embargo el modelo de la turbina requiere como salida el par mecánico ejercido sobre la flecha de velocidad baja el cual se obtiene al dividir la potencia de la turbina entre su velocidad angular, obteniendo la siguiente expresión:

$$T_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A R v^2 C_T(\lambda, \beta) \quad (4.8)$$

De donde C_T es el coeficiente de par y está definido por la relación que existe entre el coeficiente de potencia y la velocidad punta:

$$C_T(\lambda) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (4.9)$$

De manera general el modelo de la turbina tendrá como variables de entrada la velocidad del viento, la velocidad angular de la turbina y el ángulo de paso de las aspas. Entregando como variable de salida el par mecánico que es aplicado a la flecha de velocidad baja perteneciente al sistema mecánico. De todas las ecuaciones anteriores, se observa que la de mayor importancia es el cálculo del coeficiente de potencia, pues éste indica que tanta de la potencia disponible en el aire será aprovechada por la turbina.

Existen diferentes formas para calcular el coeficiente de potencia dentro de una simulación; las más destacadas y empleadas son por medio de funciones y aproximaciones polinomiales. En estas aproximaciones los modelos matemáticos pueden ser un poco complejos pero la mayoría de éstos generan curvas con la misma forma fundamental que generaría una turbina eólica real.

Otra forma de generar el coeficiente de potencia es por medio de tablas; si el valor de C_p es especificado por un número de combinaciones de valores de λ y β los valores de C_p pueden ser organizados en una matriz λ - β , para posteriormente aplicar un método de interpolación entre cada punto. Cabe destacar que este método es normalmente empleado cuando se cuentan con datos proporcionados por el fabricante.

En este trabajo el coeficiente de potencia es calculado a partir de aproximaciones por medio de funciones. La ecuación que describe de manera general el coeficiente de potencia para turbinas tanto de velocidad fija y variable se presenta a continuación:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6 \right) \exp\left(-\frac{C_7}{\lambda_i} \right) \quad (4.10)$$

Dónde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8\beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right] \quad (4.11)$$

La estructura de esta ecuación es originaria de [Heier, 2006] la cual describe el comportamiento del coeficiente de energía de la turbina eólica MOD 2 con capacidad de 2.5 MW descrita en [Wasynczuk et al., 1981]; sin embargo, los valores de las constantes C_1 a C_9 han sido modificados con el paso del tiempo con el fin de aproximarse cada vez más a los datos de fabricantes. La tabla 4.2 presenta las constantes de dos turbinas de velocidad fija diferentes.

Tabla 4. 2 Coeficientes para la aproximación del coeficiente de potencia [Ackermann, 2005].

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Turbina 1	0.5	116	0.4	0	0	5	21	0.08	0.035
Turbina 2	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	0.02	-0.003

El modelo desarrollado de la turbina se presenta en la figura 4.4, en donde las variables de entrada son la velocidad del viento, el ángulo de inclinación de las aspas

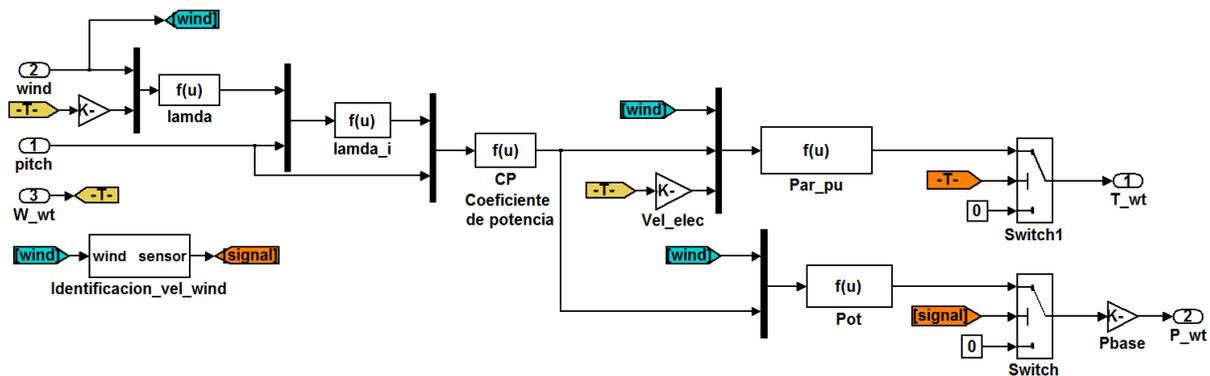


Figura 4. 4 Implementación del modelo de la turbina en Simulink.

y la velocidad de la turbina, obteniendo como salidas el par mecánico de la turbina y su potencia. Además los parámetros requeridos en la máscara del bloque de la turbina se muestran en la figura 4.5.

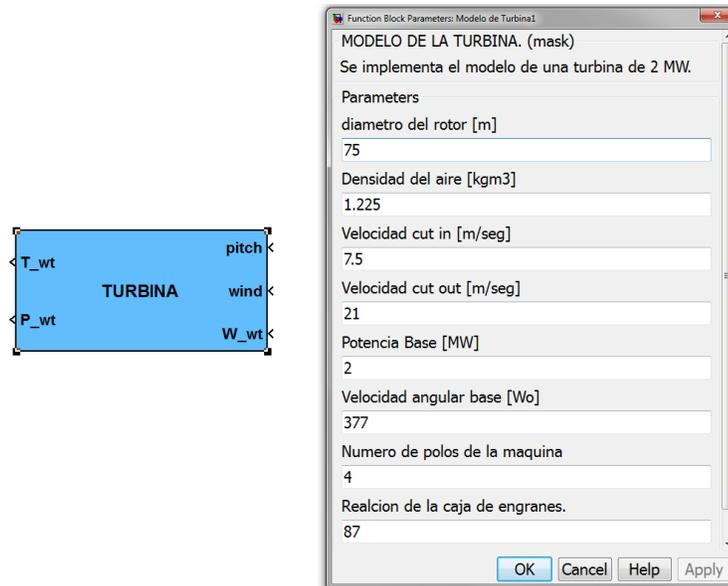


Figura 4. 5 Bloque y mascara del modelo de la turbina desarrollado.

4.3.3 Modelo del sistema mecánico del aerogenerador

El sistema mecánico de los aerogeneradores está compuesto por la turbina de viento, la flecha de velocidad baja, la caja de engranes o multiplicadora, la flecha de velocidad alta y el rotor del generador eléctrico. Usualmente este sistema puede ser modelado de cuatro formas diferentes dentro de un análisis de sistemas de potencia; los cuales son [Salman and Teo, 2003]:

- Modelo del tren de mecánico de seis masas.
- Modelo del tren de mecánico de tres masas.
- Modelo del tren de mecánico de dos masas.
- Modelo del tren de mecánico de una masa o concentrado.

4.3.3.1 Modelo de seis masas

El modelo básico de un tren mecánico de seis masas está representado en la figura 4.6. En esta figura se muestra que este modelo tiene seis inercias; las cuales son: inercia de cada una de las aspas (J_{B1} , J_{B2} , y J_{B3}), inercia del eje o concentrador (J_H), inercia de la caja de engranes ($J_{GB} = J_{gb1} + J_{gb2}$) y la inercia del generador (J_G). θ_{B1} , θ_{B2} , θ_{B3} , θ_H , θ_{GB} , y θ_G representan las posiciones angulares de las palas, eje o concentrador, caja de engranes y del generador. ω_{B1} , ω_{B2} , ω_{B3} , ω_H , ω_{GB} , ω_G , corresponden a las velocidades angulares

de las aspas, eje o concentrador, caja de engranes y del generador. La rigidez entre masas adyacentes está representada por las constantes de rigidez K_{HB1} , K_{HB2} , K_{HB3} , K_{HGB} y K_{GBG} . El amortiguamiento propio de cada elemento se simboliza con D_{B1} , D_{B2} , D_{B3} , D_H , D_{GB} y D_G . De igual forma el amortiguamiento mutuo entre masas adyacentes esta expresado por d_{HB1} , d_{HB2} , d_{HB3} , d_{HGB} , y d_{GBG} .

El modelo del sistema necesita como entradas el par del generador (T_E) y los tres pares aerodinámicos individuales que actúan en cada pala (T_{B1} , T_{B2} y T_{B3}). Además en este modelo se asume que los pares aerodinámicos que actúan en el eje o concentrador y en la caja de engranes son de valor cero.

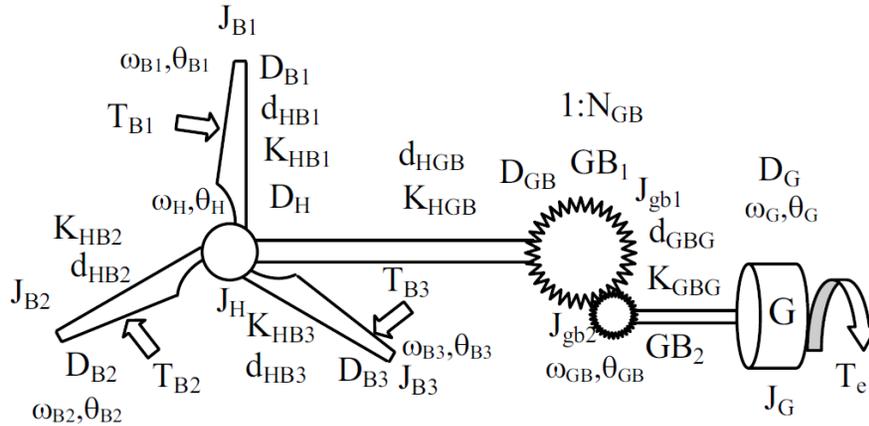


Figura 4. 6 Modelo de seis masas (Adaptado de [Muyeen et al., 2007]).

4.3.3.2 Modelo de tres masas

El modelo básico del tren mecánico de tres masas se presenta en la figura 4.3. La inercia de la turbina puede ser calculada al combinar el peso de las tres aspas con el del eje o concentrador. Además, el amortiguamiento mutuo y constante de rigidez entre el eje o concentrador y las aspas son ignorados en este modelo. El par individual de las tres aspas no se considera, en lugar de ello se asume por simplicidad que las tres aspas de la turbina tienen un peso uniforme y distribuido, es decir; el par de la turbina T_{WT} será la suma de cada par actuando sobre cada aspa.

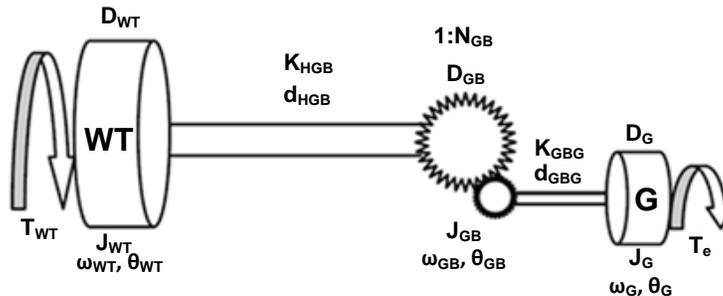


Figura 4. 7 Modelo de tres masas (Adaptado de [Muyeen et al., 2007]).

Cuando un sistema torsional está conectado por un conjunto de engranes como es el caso del modelo de la figura 4.7, la inercia de los discos no operan a la misma velocidad angular dentro del sistema. En este caso el sistema real necesita corregir la diferencia de velocidad de sus diferentes partes que lo componen, es decir; las inercias y las constantes de rigidez y amortiguamiento son referidas a una velocidad de rotación; tal y como se muestra en la figura 4.8.

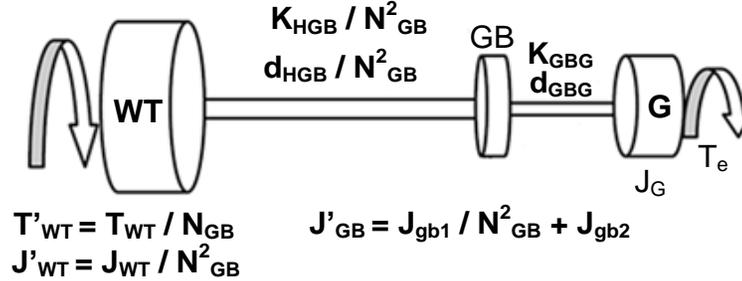


Figura 4. 8 Modelo de tres masas referido al lado generador (Adaptado de [Muyeen et al., 2007]).

Las ecuaciones de estado para el sistema mecánico equivalente a la figura 4.8, usando como variables de estado las posiciones y velocidades angulares son las siguientes:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [0]_{3 \times 3} & [I]_{3 \times 3} \\ -[2H]^{-1}[K] & -[2H]^{-1}[D] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [0]_{3 \times 3} \\ [2H]^{-1} \end{bmatrix} [T] \quad (4.12)$$

Dónde:

$\theta^T = [\theta_{WT}, \theta_{GB}, \theta_G]$ Vector de posiciones angulares de la turbina, caja de engranes y generador.

$\omega^T = [\omega_{WT}, \omega_{GB}, \omega_G]$ Vector de velocidades angulares de la turbina, caja de engranes y generador.

$T^T = [T_{WT}, 0, -T_G]$ Vector de pares externos actuando sobre la turbina y generador

$[0]_{3 \times 3}$ y $[I]_{3 \times 3}$ Matriz cero e identidad.

$[2H] = \text{diag}(2H_{WT}, 2H_{GB}, 2H_G)$ Matriz diagonal de inercias.

Matriz de coeficientes de rigidez:

$$[K] = \begin{bmatrix} K_{HGB} & -K_{HGB} & 0 \\ -K_{HGB} & K_{HGB} + K_{GBG} & -K_{GBG} \\ 0 & -K_{GBG} & K_{GBG} \end{bmatrix}$$

Donde K_{HGB} y K_{GBG} son los coeficientes de rigidez del eje o concentrador a la caja de engranes y de la caja de engranes al generador, respectivamente.

Matriz de coeficientes de amortiguamiento:

$$[D] = \begin{bmatrix} D_{WT} + d_{HGB} & -d_{HGB} & 0 \\ -d_{HGB} & D_{GB} + d_{HGB} + d_{GBG} & -d_{GBG} \\ 0 & -d_{GBG} & D_G + d_{GBG} \end{bmatrix}$$

Donde D_{TW} , D_{GB} , y D_G son coeficientes de amortiguamiento propios, d_{HGB} y d_{GBG} son las constantes de amortiguamiento mutuas.

El modelo desarrollado considerando esta serie de ecuaciones se presenta en la figura 4.9 en donde el par eléctrico y el par mecánico son las señales de entrada del bloque, obteniendo como señales de salidas las velocidades de la turbina y del generador.

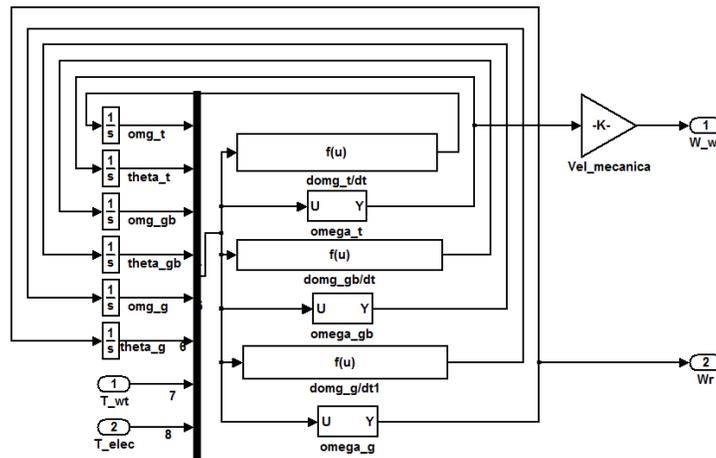


Figura 4. 9 Implementación del modelo mecánico de tres masas en Simulink.

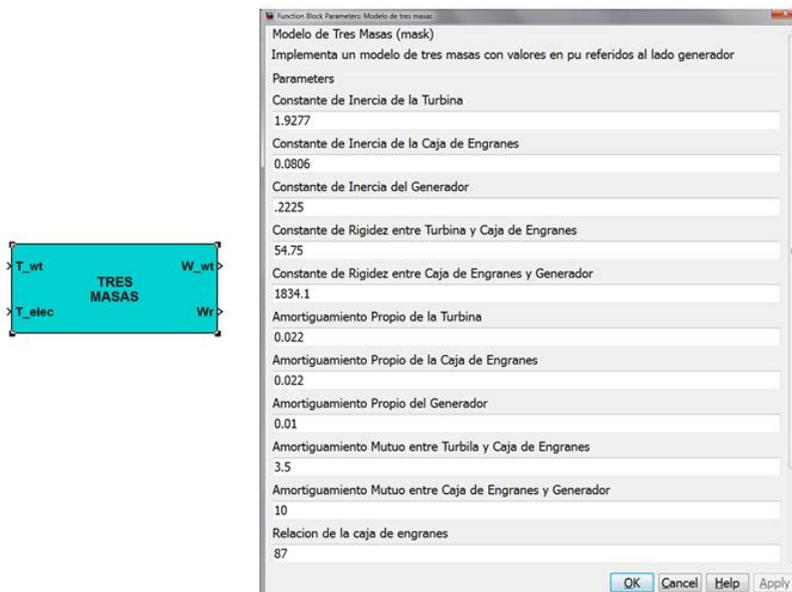


Figura 4. 10 Bloque y mascara del modelo de tres masas.

El bloque y la máscara del modelo son presentados en la figura 4.10 en donde se aprecia que los parámetros requeridos son las constantes de amortiguamiento y de rigidez así como las inercias de las tres masas y la relación de la caja de engranes.

4.3.3.3 Modelo de dos masas

El sistema de tres masas se puede convertir a un sistema de dos masas al sumar la masa del disco de la caja de engranes con la del generador o con la de la turbina (dependiendo de la comparación de los valores de los coeficientes de rigidez) y además conectando los dos discos resultantes con la rigidez de la flecha equivalente.

La rigidez de la flecha equivalente del sistema de dos masas, K_{2M} , puede ser determinada del paralelo de las dos constantes de rigidez tal y como se presenta en la ecuación (4.13):

$$\frac{1}{K_{2M}} = \frac{1}{K_{HGB} / N_{GB}^2} + \frac{1}{K_{GBG}} \quad (4.13)$$

En la figura 4.11 J''_{WT} y J'_G representan los momentos de inercia de las masas equivalentes de la turbina y del generador respectivamente. Si el coeficiente de rigidez del lado de velocidad baja es menor que el del lado de velocidad alta, la inercia de la caja de engranes y del generador se pueden sumar, y viceversa [Muyeen et al., 2007]. En consecuencia los amortiguamientos propios del generador y de la caja de engranes se suman y el amortiguamiento mutuo entre ambos elementos se desprecian en este modelo.

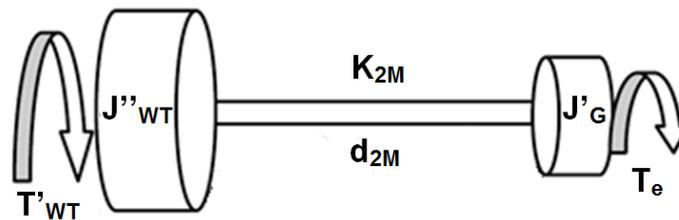


Figura 4. 11 Modelo de dos masas (Adaptado de [Muyeen et al., 2007]).

Las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico del sistema de dos masas son las siguientes:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [0]_{2 \times 2} & [I]_{2 \times 2} \\ -[2H]^{-1}[K] & -[2H]^{-1}[D] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [0]_{2 \times 2} \\ [2H]^{-1} \end{bmatrix} [T] \quad (4.14)$$

Dónde:

$$\theta^T = [\theta_{WT}, \theta_G]$$

$$\omega^T = [\omega_{WT}, \omega_G]$$

$$[2H] = \text{diag}(2H_{WT}, 2H_G)$$

$$T^T = [T_{WT}, -T_G]$$

$$[K] = \begin{bmatrix} K_{2M} & -K_{2M} \\ -K_{2M} & K_{2M} \end{bmatrix}$$

$$[D] = \begin{bmatrix} D'_{TW} + d_{2M} & -d_{2M} \\ -d_{2M} & D'_G + d_{2M} \end{bmatrix}$$

En este modelo se debe tener cuidado al tomar apropiadamente el coeficiente de amortiguamiento entre las dos masas; de otra manera la oscilación entre las dos masas será irrealmente exagerada [CIGRE, 2007].

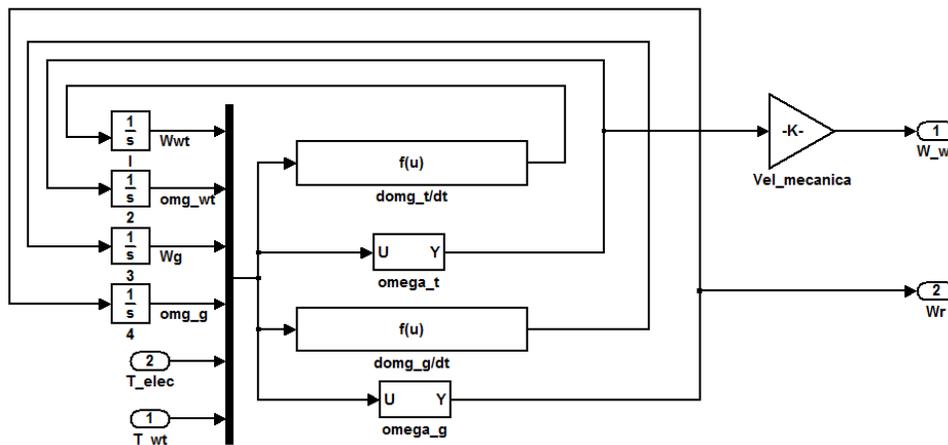


Figura 4. 12 Implementación del modelo mecánico de dos masas en Simulink.

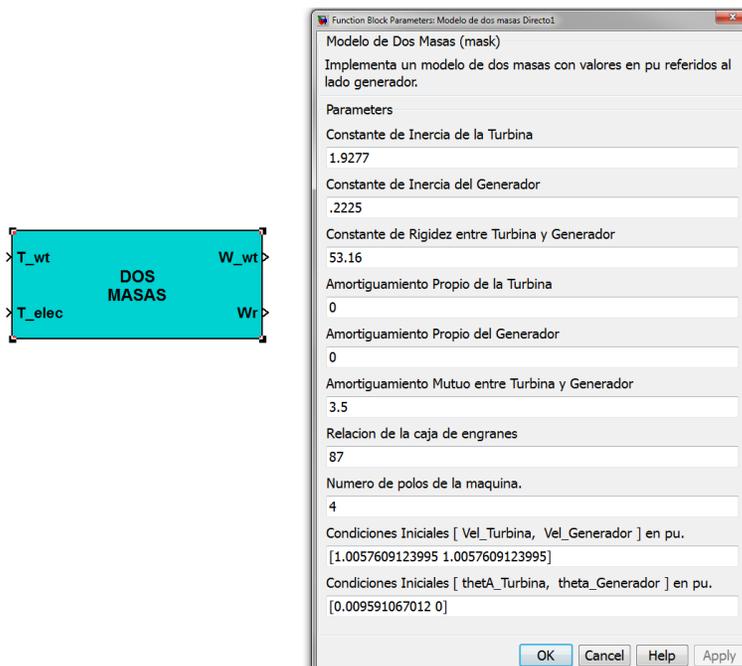


Figura 4. 13 Bloque y mascara del modelo mecánico de dos masas.

El modelo desarrollado para este sistema mecánico se presenta en la figura 4.12, de la cual se observa que las señales de entrada y de salidas siguen siendo las mismas que para el modelo de tres masas, sin embargo el número de datos requeridos por la máscara del bloque es menor; tal y como se muestra en la figura 4.13.

4.3.3.4 Modelo de una masa concentrada

En el modelo de una masa o modelo concentrado, todos los componentes de los distintos tipos de trenes mecánicos se concentran y trabajan como una sola masa de rotación. Además se desprecian las constantes de rigidez y de amortiguamiento. En la figura 4.14 se presenta el modelo equivalente a una masa concentrada.

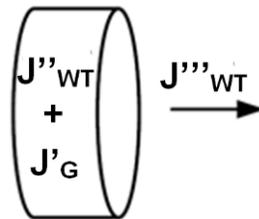


Figura 4. 14 Modelo de una masa concentrada (Adaptado de [Muyeen et al., 2007]).

El comportamiento dinámico del modelo de una masa concentrada se puede expresar por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{d\omega_{WT}}{dt} = \frac{T_{WT} - T_G}{2H_{eq}} \quad (4.15)$$

Donde H_{eq} es la suma de las constantes de inercia H_G , H_{GB} y H_{WT} . Además en este modelo se desprecian las constantes de amortiguamiento y de rigidez. La figura 4.15 presenta el modelo creado en SIMULINK el cual está representado por la ecuación (4.15).

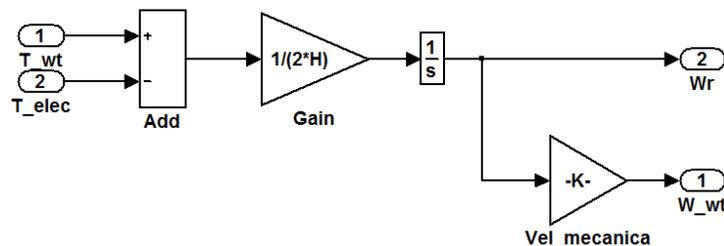


Figura 4. 15 Implementación del modelo mecánico de una masa en Simulink.

El bloque resultante y su máscara son mostrados en la figura 4.16 en donde solo se piden como datos las inercias, relación de la caja de engranes, el número de polos de la máquina así como las condiciones iniciales.

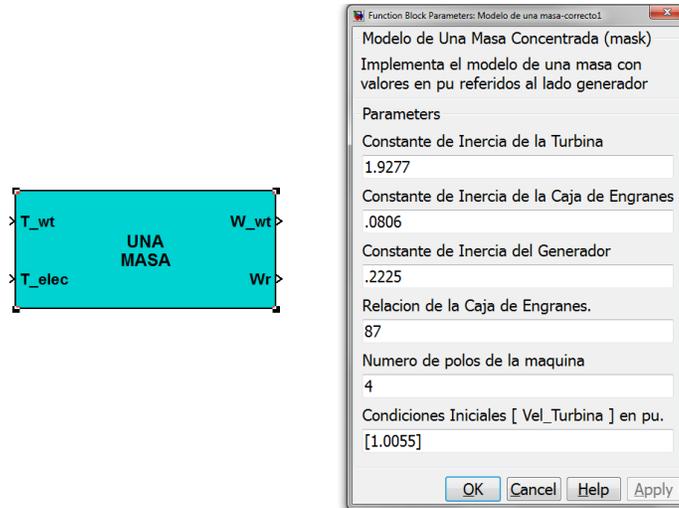


Figura 4. 16 Bloque y mascara del modelo mecánico de una masa.

4.3.4 Modelo del generador de inducción

Debido a la aplicación que tendrá la máquina de inducción el modelo se desarrolla con una convención generador, es decir; las corrientes del estator son positivas cuando fluyen hacia la red y a su vez las potencias real y reactiva son positivas cuando son suministradas a la red.

El modelo de la máquina de inducción desarrollado en el marco de referencia ABC contiene un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales muy complicado, en el que la no linealidad es debida a las funciones trigonométricas contenidas en las matrices de inductancias mutuas entre el estator y rotor debido a que el ángulo del rotor es función del tiempo. Es por esta razón por la que el modelo es simplificado usando el marco de referencia dq que gira a la velocidad del campo magnético del estator. La convención utilizada es que el eje directo (d) esté adelantado al eje en cuadratura (q) 90 grados y ambos giren en dirección contraria a las manecillas del reloj.

En este trabajo el desarrollo del modelo en el marco de referencia arbitrario dq parte de aplicar las ecuaciones de transformación para circuitos de estator K_s y rotor K_r no normalizadas descritas en [Krause et al., 2002] (ecuaciones normalizadas son presentadas en [Ruiz and Olgún, 1995]) a las ecuaciones de voltaje de estator y rotor obtenidas en el marco de referencia ABC, obteniendo el siguiente sistema:

$$V_{ds} = -r_s i_{ds} + \omega \Psi_{qs} + \frac{d}{dt} \Psi_{ds} \quad (4.16)$$

$$V_{qs} = -r_s i_{qs} - \omega \Psi_{ds} + \frac{d}{dt} \Psi_{qs} \quad (4.17)$$

$$V_{0s} = -r_s i_{0s} + \frac{d}{dt} \Psi_{0s} \quad (4.18)$$

$$V_{dr} = 0 = r_r i_{dr} + (\omega - \omega_r) \Psi_{qr} + \frac{d}{dt} \Psi_{dr} \quad (4.19)$$

$$V_{qr} = 0 = r_r i_{qr} - (\omega - \omega_r) \Psi_{dr} + \frac{d}{dt} \Psi_{qr} \quad (4.20)$$

$$V_{0r} = 0 = r_r i_{0r} + \frac{d}{dt} \Psi_{0r} \quad (4.21)$$

Los enlaces de flujo del conjunto de ecuaciones anteriores se obtienen al multiplicar la matriz de inductancias por la matriz de corrientes; ambas transformadas en el marco dq0.

$$\begin{bmatrix} \Psi_{dq0s} \\ \Psi_{dq0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s L_s (K_s)^{-1} & K_s L_{sr} (K_r)^{-1} \\ K_r (L_{sr})^T (K_s)^{-1} & K_r L_r (K_r)^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq0s} \\ i_{dq0r} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Dónde:

$$K_s L_s (K_s)^{-1} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$K_r L_r (K_r)^{-1} = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{lr} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{lr} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$K_s L_{sr} (K_r)^{-1} = K_r (L_{sr})^T (K_s)^{-1} = \begin{bmatrix} L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_M & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Sustituyendo (4.23), (4.24) y (4.25) dentro de la ecuación (4.22) se obtienen las ecuaciones de los enlaces de flujo a detalle:

$$\Psi_{ds} = -L_{ls} i_{ds} + L_M (i_{dr} - i_{ds}) \quad (4.26)$$

$$\Psi_{qs} = -L_{ls} i_{qs} + L_M (i_{qr} - i_{qs}) \quad (4.27)$$

$$\Psi_{0s} = -L_{ls} i_{0s} \quad (4.28)$$

$$\Psi_{dr} = L_{lr}i_{dr} + L_M(i_{dr} - i_{ds}) \quad (4.29)$$

$$\Psi_{qr} = L_{lr}i_{qr} + L_M(i_{qr} - i_{qs}) \quad (4.30)$$

$$\Psi_{0r} = L_{lr}i_{0r} \quad (4.31)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones (4.16) a (4.21) se puede realizar mediante dos métodos; el primero es eligiendo las corrientes como variables independientes pero se llega a un sistema en donde se tiene en cada ecuación de voltaje dos derivadas. El segundo método es eligiendo a los flujos como variables independientes y en este cada ecuación de voltaje contendrá solo una derivada. Es por esta razón que se eligen como variables independientes a los enlaces de flujo.

De las ecuaciones (4.26) a (4.31) se hace una serie de igualaciones para obtener las corrientes en términos de los flujos; obteniendo las siguientes expresiones:

$$i_{ds} = \frac{\Psi_{dr}L_M - \Psi_{ds}L_{rr}}{L_{ss}L_{rr} - L_M^2} \quad (4.32)$$

$$i_{qs} = \frac{\Psi_{qr}L_M - \Psi_{qs}L_{rr}}{L_{ss}L_{rr} - L_M^2} \quad (4.33)$$

$$i_{0s} = -\frac{\Psi_{0s}}{L_{ls}} \quad (4.34)$$

$$i_{dr} = \frac{\Psi_{ds}L_M - \Psi_{dr}L_{ss}}{L_M^2 - L_{rr}L_{ss}} \quad (4.35)$$

$$i_{qr} = \frac{\Psi_{qs}L_M - \Psi_{qr}L_{ss}}{L_M^2 - L_{rr}L_{ss}} \quad (4.36)$$

$$i_{0r} = \frac{\Psi_{0r}}{L_{lr}} \quad (4.37)$$

Dónde:

$$L_{ss} = L_{ls} + L_M \quad (4.39)$$

$$L_{rr} = L_{lr} + L_M \quad (4.40)$$

Al sustituir las ecuaciones (4.32) a (4.37) dentro de (4.16) a (4.21) se obtiene el modelo del generador de inducción en el marco de referencia arbitrario dq0, con valores reales. Debido a que los parámetros de las máquinas casi siempre están expresados en reactancias se prefiere trabajar con valores en por unidad, quedando el modelo representado por las siguientes ecuaciones, las cuales se implementan en SIMULINK® como se muestra en las figuras 4.17 y 4.18:

$$V_{ds} = \hat{r}_s \frac{\Psi_{ds} L_{rr}}{L_{ss} L_{rr} - L_M} - \hat{r}_s \frac{\Psi_{dr} L_M}{L_{ss} L_{rr} - L_M} + \omega \Psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{ds} \quad (4.41)$$

$$V_{qs} = \hat{r}_s \frac{\Psi_{qs} L_{rr}}{L_{ss} L_{rr} - L_M} - \hat{r}_s \frac{\Psi_{qs} L_M}{L_{ss} L_{rr} - L_M} - \omega \Psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{qs} \quad (4.42)$$

$$V_{0s} = -\hat{r}_s \frac{\Psi_{0s}}{L_{ls}} + \frac{d}{dt} \Psi_{0s} \quad (4.43)$$

$$V_{dr} = 0 = \hat{r}_r \frac{\Psi_{ds} L_M}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \hat{r}_r \frac{\Psi_{dr} L_{ss}}{L_M - L_{rr} L_{ss}} + \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \Psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{dr} \quad (4.44)$$

$$V_{qr} = 0 = \hat{r}_r \frac{\Psi_{qs} L_M}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \hat{r}_r \frac{\Psi_{qr} L_{ss}}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \Psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{qr} \quad (4.45)$$

$$V_{0r} = 0 = \hat{r}_r \frac{\Psi_{0r}}{L_{lr}} + \frac{d}{dt} \Psi_{0r} \quad (4.46)$$

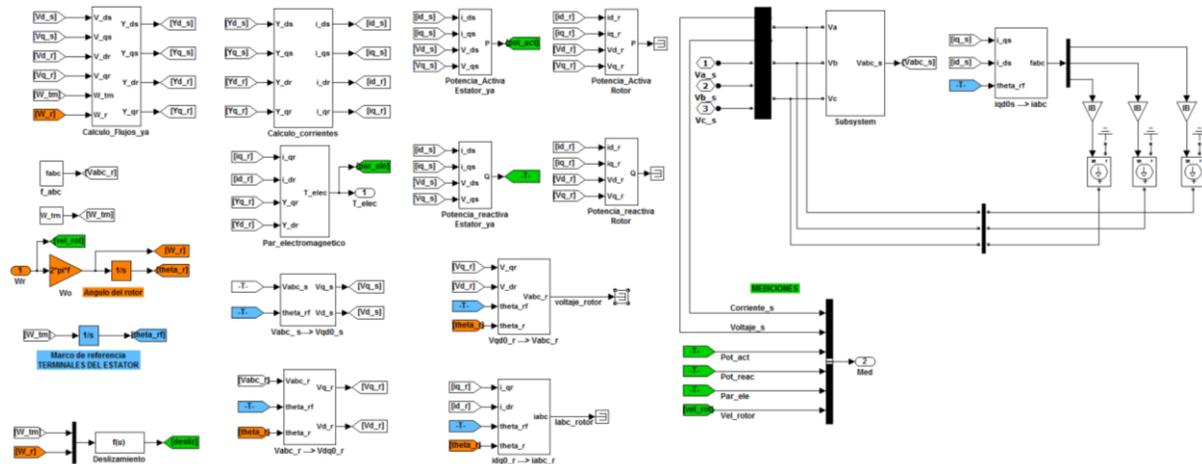
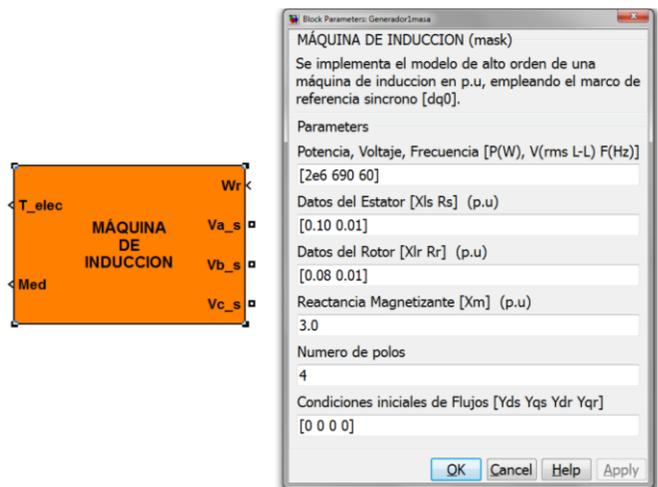


Figura 4. 17 Implementación del modelo de máquina de inducción en Simulink.



El conjunto de ecuaciones que describen la dinámica de la máquina de inducción se encuentran alojadas en cada uno de los subsistemas presentados en la figura 4.17, el modelo requiere como entradas los voltajes de las tres fases en el marco ABC y la velocidad del rotor. Por su parte el bloque del modelo y su respectiva máscara se muestran en la figura 4.18 en donde se piden datos nominales como potencia, voltaje rms y frecuencia, además de los parámetros del estator y rotor.

4.3.5 Modelo de los componentes electrónicos del generador

El arrancador es un componente electrónico de potencia simple y barato usado en aerogeneradores de velocidad fija solo durante su conexión con la red. Su función es reducir la corriente de arranque (o “*in-rush*” en inglés) la cual puede elevarse de 7 a 8 veces la corriente nominal y con ello amplificar los transitorios del par en el sistema del tren mecánico. [Ackermann, 2005]. Un arrancador contiene dos tiristores como dispositivos de conmutación, los cuales son conectados en antiparalelo en cada fase, y la conexión suave del generador a la red, es lograda por el ajuste del ángulo de disparo (α) de los tiristores. Para las simulaciones realizadas en este trabajo se empleó el modelo desarrollado en el Laboratorio Nacional de RISØ [Iov et al., 2004] el cual se muestra en la figura 4.19. Asimismo el bloque y su máscara se presentan en la figura 4.20 en donde se requiere como entrada el voltaje y el ángulo de disparo.

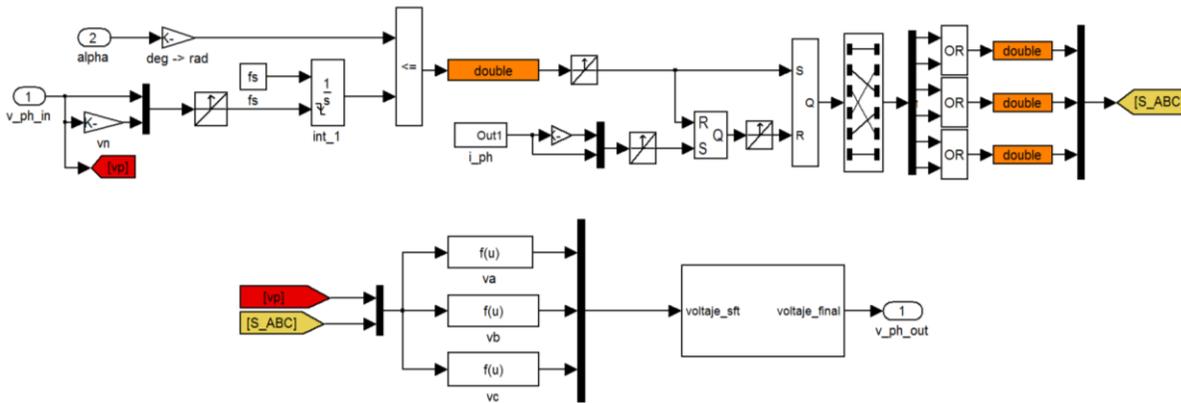


Figura 4. 19 Modelo del arrancador.

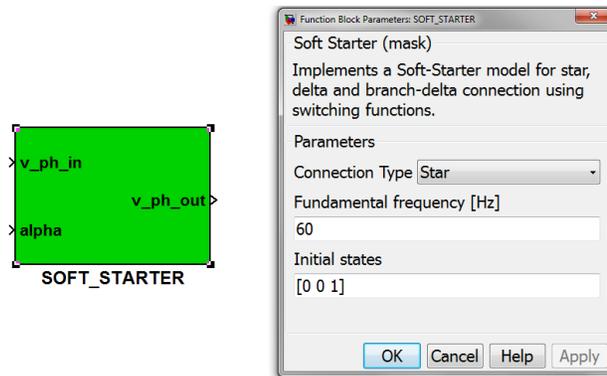


Figura 4. 20 Bloque y máscara del arrancador.

4.3.6 Modelo del control de velocidad del generador

El control de velocidad para turbinas de velocidad fija es activado solamente durante velocidades de viento altas, debido a que en estas circunstancias la velocidad del rotor no puede ser controlada por el incremento del par electromecánico. Para prevenir sobrecargas y daños mecánicos provocados por velocidades altas, el ángulo de inclinación de las aspas (β) se incrementa con el fin de reducir el coeficiente de potencia (C_P).

Además en el modelo se debe tomar en cuenta que físicamente no es posible que las aspas cambien su posición súbitamente, ya que su gran tamaño provoca que lo realicen lentamente, esta relación de cambio está típicamente entre 5 a 10 grados por segundo. De igual forma se debe de tomar en consideración el tiempo de actuación requerido por los servomecanismos.

La figura 4.21 muestra el diagrama de control del ángulo de las aspas implementado en este trabajo, el cual consta básicamente de un controlador PI actuando sobre un error que se genera entre la comparación de la velocidad del rotor del generador medida con una velocidad de referencia. La segunda parte está compuesta por el modelo del actuador en donde se incluye el limitador de velocidad de cambio máximo. Por su parte la figura 4.22 presenta el modelo del control desarrollado con la herramienta de SIMULINK®, en donde de igual forma se aprecian el controlador y el actuador.

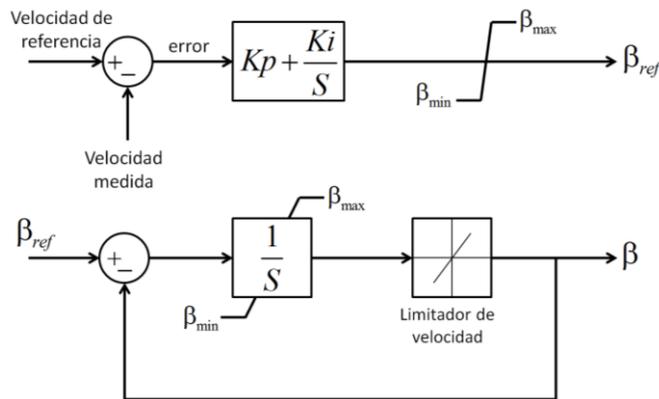


Figura 4. 21 Control del ángulo de las aspas (Adaptado de [Perdana and Persson, 2004]).

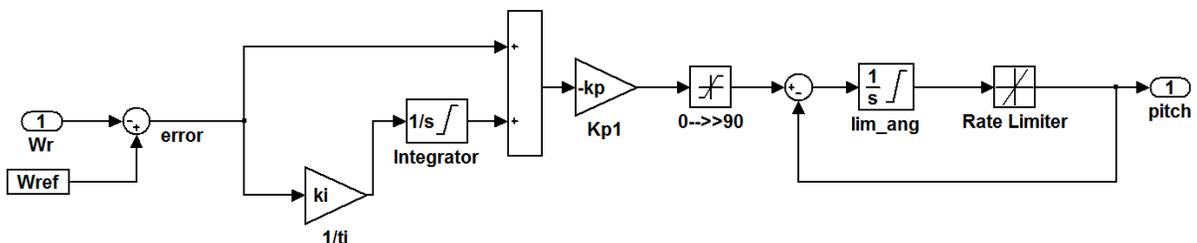


Figura 4. 22 Implementación del control de velocidad en Simulink.

La figura 4.23 presenta el bloque desarrollado con su respectiva máscara. Como variable de entrada requiere la velocidad actual de la máquina entregando el ángulo de inclinación de las aspas necesario para frenar la turbina. Los parámetros a ingresar es la velocidad de referencia, las constantes proporcional e integral así como la velocidad de cambio y al ángulo de inclinación máximo.

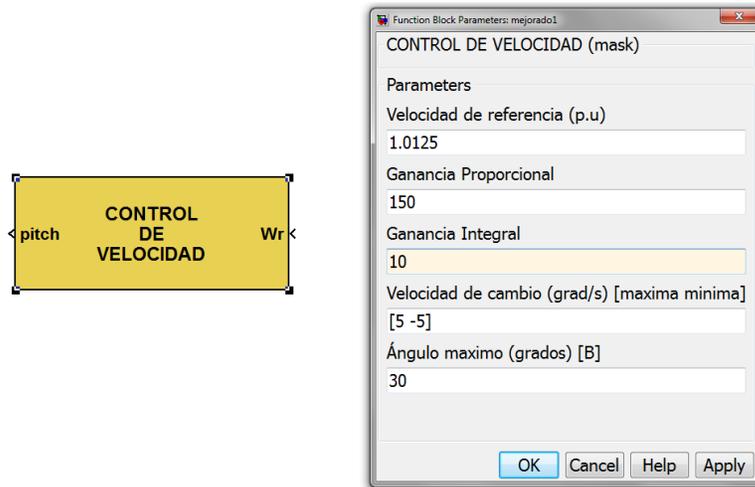


Figura 4. 23 Bloque y mascara del modelo del control de velocidad.

Algunos valores empleados típicamente para este tipo de control de velocidad son mostrados en la tabla 4.3

Tabla 4. 3 Valores típicos para el control de velocidad [CIGRE, 2007].

Parámetro	Rango típico
Ganancia proporcional	50 — 200
Ganancia integral	10 — 50
Velocidad máxima de incremento	5 — 10grados/segundo
Velocidad mínima de decremento	-5 — -10 grados/segundo
Constante de tiempo del actuador	0.3 — 1 segundo
Ángulo β máximo	20 — 30 grados
Ángulo β mínimo	0 grados

4.3.7 Modelo completo del aerogenerador

4.3.7.1 Modelo de la dinámica del viento

El modelo del viento es representado por la siguiente ecuación:

$$v(t) = v_p + v_r(t) + v_{rf}(t) + v_i(t) \quad (4.47)$$

4.3.7.2 Modelo de la turbina

Las siguientes ecuaciones muestran el modelo de la turbina:

$$T_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A R v^2 C_T(\lambda, \beta) \quad (4.48)$$

$$C_T(\lambda) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (4.49)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) \exp\left(-\frac{C_7}{\lambda_i}\right) \quad (4.50)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right] \quad (4.51)$$

4.3.7.3 Modelo del sistema mecánico

El modelo del sistema mecánico es descrito generalmente por el sistema de dos masas debido a que este modelo da una aproximación más realista y es representado por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [0]_{2 \times 2} & [I]_{2 \times 2} \\ -[2H]^{-1}[K] & -[2H]^{-1}[D] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta \\ \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [0]_{2 \times 2} \\ [2H]^{-1} \end{bmatrix} [T] \quad (4.52)$$

Dónde:

$$\begin{aligned} \theta^T &= [\theta_{WT}, \theta_G] & \omega^T &= [\omega_{WT}, \omega_G] \\ [2H] &= \text{diag}(2H_{WT}, 2H_G) & T^T &= [T_{WT}, -T_G] \\ [K] &= \begin{bmatrix} K_{2M} & -K_{2M} \\ -K_{2M} & K_{2M} \end{bmatrix} & [D] &= \begin{bmatrix} D'_{TW} + d_{2M} & -d_{2M} \\ -d_{2M} & D'_G + d_{2M} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

4.3.7.4 Modelo del generador de inducción

El modelo del generador de inducción es representado por las siguientes ecuaciones:

$$V_{ds} = \hat{r}_s \frac{\Psi_{ds} L_{rr}}{L_{ss} L_{rr} - L_M^2} - \hat{r}_s \frac{\Psi_{dr} L_M}{L_{ss} L_{rr} - L_M^2} + \omega \Psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{ds} \quad (4.53)$$

$$V_{qs} = \hat{r}_s \frac{\Psi_{qs} L_{rr}}{L_{ss} L_{rr} - L_M^2} - \hat{r}_s \frac{\Psi_{qs} L_M}{L_{ss} L_{rr} - L_M^2} - \omega \Psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{qs} \quad (4.54)$$

$$V_{dr} = 0 = \hat{r}_r \frac{\Psi_{ds} L_M}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \hat{r}_r \frac{\Psi_{dr} L_{ss}}{L_M - L_{rr} L_{ss}} + \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \Psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{dr} \quad (4.55)$$

$$V_{qr} = 0 = \hat{r}_r \frac{\Psi_{qs} L_M}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \hat{r}_r \frac{\Psi_{qr} L_{ss}}{L_M - L_{rr} L_{ss}} - \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \Psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \Psi_{qr} \quad (4.56)$$

4.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para poder observar el comportamiento dinámico del aerogenerador de velocidad fija; el modelo completo del aerogenerador se desarrolló en el programa de SIMULINK® de MATLAB® usando bloques de la librería principal tal y como se presentó en la sección anterior, debido a que la creación de los modelos en este programa permite emplear el simulador en tiempo real bajo algunas consideraciones.

Al desarrollar cada uno de los componentes del diagrama presentado en la figura 4.1 como un subsistema, permite obtener una mayor facilidad en el ingreso de los datos y una realización de conexiones rápidas entre cada uno de los componentes.

4.4.1 Sistema de prueba no. 1

Las simulaciones que a continuación se presentan se realizaron fuera de línea y corresponden a un aerogenerador de cuatro polos con una capacidad 2 MW, conectado a un bus infinito mediante una línea y un transformador tal y como se presenta en la figura 4.24. Cabe destacar que los modelos usados de la línea y del transformador así como el de la compensación reactiva se obtuvieron de la librería "SimPowerSystems".

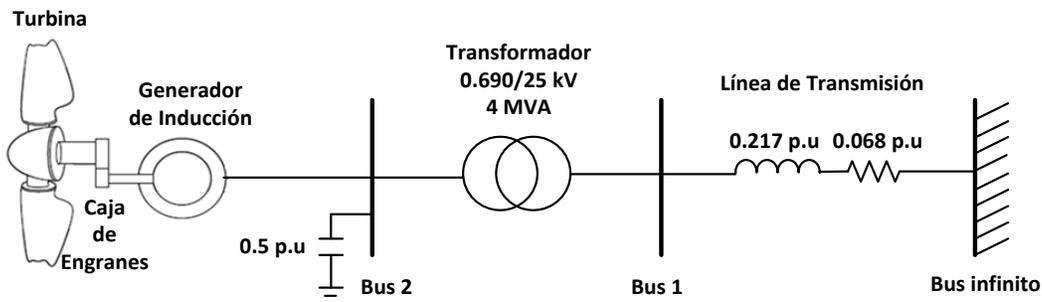


Figura 4. 24 Sistema de prueba no.1

Para este sistema se usó un modelo de línea de parámetros concentrados por lo que no se consideraron los transitorios de la red debido a que es representada por una matriz de admitancias de bus la cual está formada a partir del circuito equivalente π

de sus elementos. Por su parte el modelo del transformador emplea tres transformadores monofásicos sin considerar el efecto de saturación.

En la tabla 4.4 se presentan los valores de los parámetros de la máquina en por unidad, los cuales fueron tomados de [Ackermann, 2005].

Tabla 4. 4. Parámetros del generador de inducción.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	2 MW
Voltaje nominal	690 v
Frecuencia nominal	60 Hz
Reactancia del estator (X_{Is})	0.10 p.u
Resistencia del estator (R_s)	0.01 p.u
Reactancia del rotor (X_{Ir})	0.08 p.u
Resistencia del rotor (R_r)	0.01 p.u
Reactancia mutua (X_M)	3.0 p.u
Numero de polos	4
Banco de capacitores	0.5 p.u

En la tabla 4.5 se muestran los valores de los parámetros de la turbina empleada, los cuales fueron obtenidos de [Perdana and Persson, 2004].

Tabla 4. 5 Parámetros de la turbina [Perdana and Persson, 2004].

Parámetro	Valor
Potencia nominal	2 MW
Diámetro	75 m
Viento nominal	12 m/s
Relación de la caja de engranes	87

Los coeficientes para el cálculo del coeficiente de potencia se presentan en la tabla 4.6.

Tabla 4. 6 Coeficientes para la determinación de C_p . [Perdana and Persson, 2004]

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
0.22	116	0.4	0	0	5	12.5	0.08	0.035

Los datos de las constantes de amortiguamiento y de rigidez así como las constantes de inercia usadas en el tren mecánico de tres, dos y una masa se obtuvieron de [Muyeen et al., 2007] y se presentan en las tablas 4.7, 4.8 y 4.9, respectivamente.

Tabla 4. 7 Constantes del sistema mecánico de tres masas.

H_{WT}	H_{GB}	H_G	K_{HGB}	K_{GBG}	D_{WT}	D_{GB}	D_G	d_{HGB}	d_{GBG}
1.9277	0.0806	0.2225	54.75	1834.1	0.022	0.022	0.01	3.5	10

Tabla 4. 8 Constantes del sistema mecánico de dos masas.

H'_{WT}	H'_G	K_{2M}	D'_{WT}	D'_G	d_{2M}
1.9277	0.3031	53.16	0.022	0.032	3.5

Tabla 4. 9 Constantes del sistema mecánico de una masa.

H_{WT}	H_{GB}	H_G
1.9277	0.0806	0.2225

Los parámetros de la línea de transmisión implementada son mostrados en la tabla 4.10.

Tabla 4. 10 Parámetros de la línea de transmisión.

Parámetro	Valor
Resistencia de secuencia positiva [Ω /km]	0.1153
Resistencia de secuencia negativa [Ω /km]	0.413
Inductancia de secuencia positiva [H/km]	0.00105
Inductancia de secuencia cero [H/km]	0.00332
Capacitancia de secuencia positiva [η F/km]	11.33
Capacitancia de secuencia cero [η F/km]	5.01

Finalmente en la tabla 4.11 se muestran los datos del modelo del transformador que se usó.

Tabla 4. 11 Parámetros del transformador.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	4 MVA
Voltaje nominal	.690/25 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Resistencias (R1 y R2)	0.002 p.u
Inductancias (L1 y L2)	0.08 p.u
Resistencia de magnetización	5 p.u
Inductancia de magnetización	5 p.u

El modelo resultante con el que se realizaron las pruebas fuera de línea al considerar todos los elementos del sistema de prueba de la figura 4.24 implementados dentro de SIMULINK® es presentado en la figura 4.25. Este modelo considera el control de velocidad y el modelo del sistema mecánico de dos masas, sin embargo si se requieren simulaciones en donde no actué el control de velocidad el bloque 1 tiene que ser desconectado y para simular los diferentes sistemas mecánicos el bloque 2 tiene que ser reemplazado por los mostrados en la sección 4.3.3.

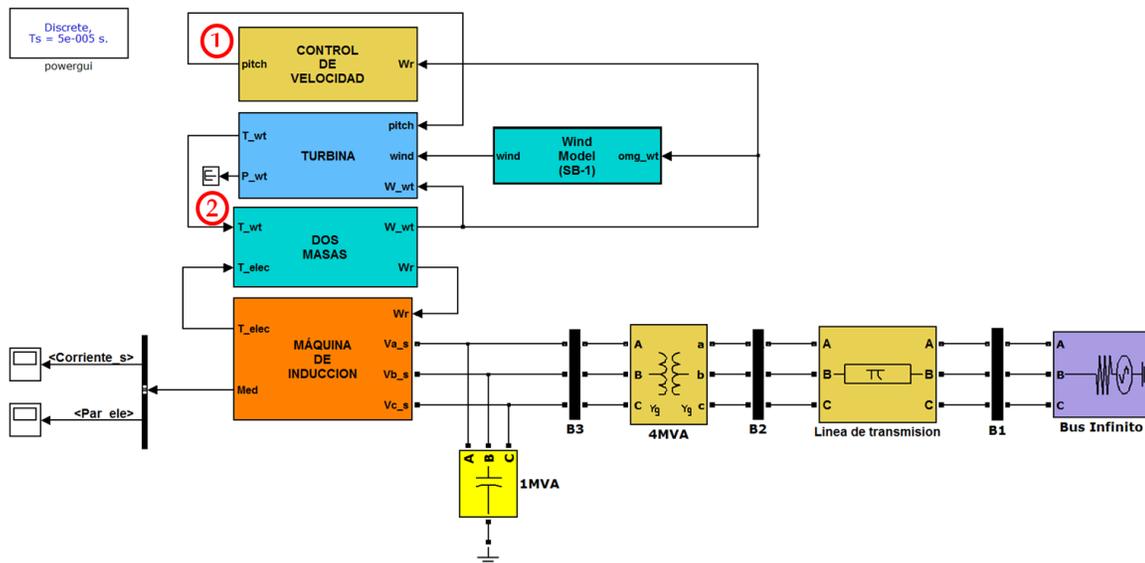


Figura 4. 25 Sistema de prueba fuera de línea.

4.4.2 Arranque del aerogenerador de velocidad fija

Para poder llevar a cabo esta simulación se generó una serie de viento con valores por debajo de la velocidad de conexión, la cual es de 7 m/s. Esta prueba se realizó con y sin arrancador para poder evaluar el efecto que tiene este componente sobre las variables de mayor interés. Además, dentro de esta simulación se utilizó un modelo de dos masas para la representación del sistema mecánico.

La figura 4.26 muestra la serie de viento con la que se realizaron las pruebas, mientras que las figuras 4.27 y 4.28 muestran la comparación de los dos procesos de arranque en la velocidad y el par del generador, respectivamente.

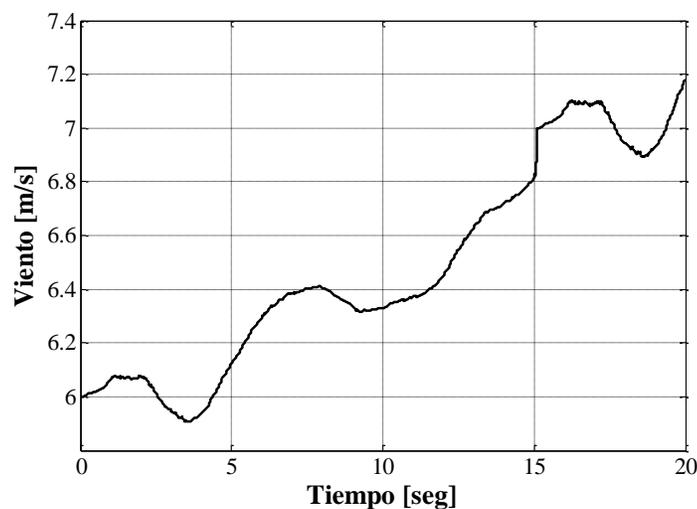


Figura 4. 26 Velocidad del viento para la prueba de arranque.

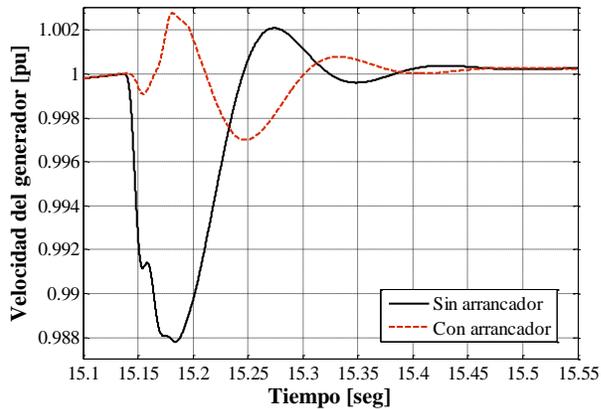


Figura 4. 27 Velocidad del generador.

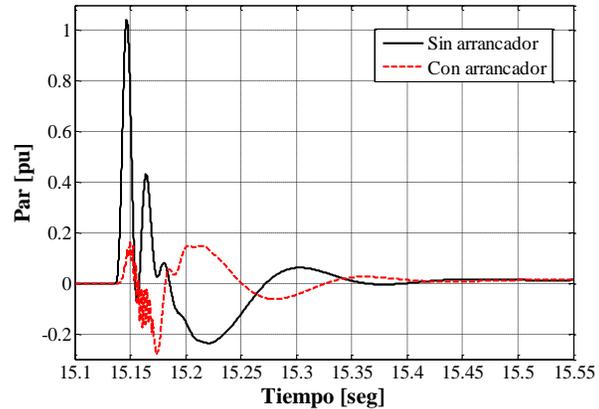


Figura 4. 28 Par electromagnético.

En la figura 4.26 se observa que aproximadamente en $t = 15$ s la velocidad del viento alcanza la velocidad de conexión (“*cut-in*”). Por su parte en las figuras 4.27 y 4.28 se observa el buen desempeño que tiene el arrancador, debido a que su función principal es limitar el efecto del transitorio de arranque en la máquina y con ello disminuir tanto los transitorios en la velocidad como en el par electromagnético, evitando con ello el desgaste en el sistema mecánico.

Esta forma de conexión suave se debe por la variación en la magnitud de la tensión, la cual es obtenida al variar el ángulo de disparo de los tiristores que están conectados en cada una de las fases. En la figura 4.29 se presenta la señal de tensión obtenida al variar el ángulo de disparo durante aproximadamente dos ciclos.

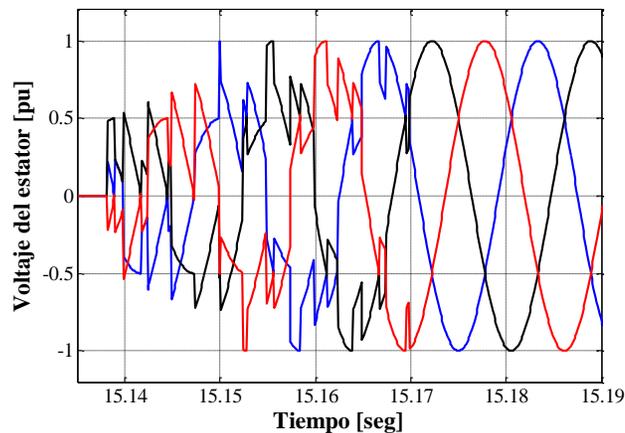


Figura 4. 29 Voltaje en el estator.

Al limitar la tensión de conexión se logran reducir los enlaces de flujo y con ello la magnitud en las corrientes del estator, las cuales tienen un efecto directo sobre el par electromagnético. La figura 4.30 muestra las corrientes de arranque, las cuales permiten observar que el arrancador para este sistema las limita en aproximadamente un 50%; sin embargo, debido a la forma de onda de voltaje, las corrientes son deformadas.

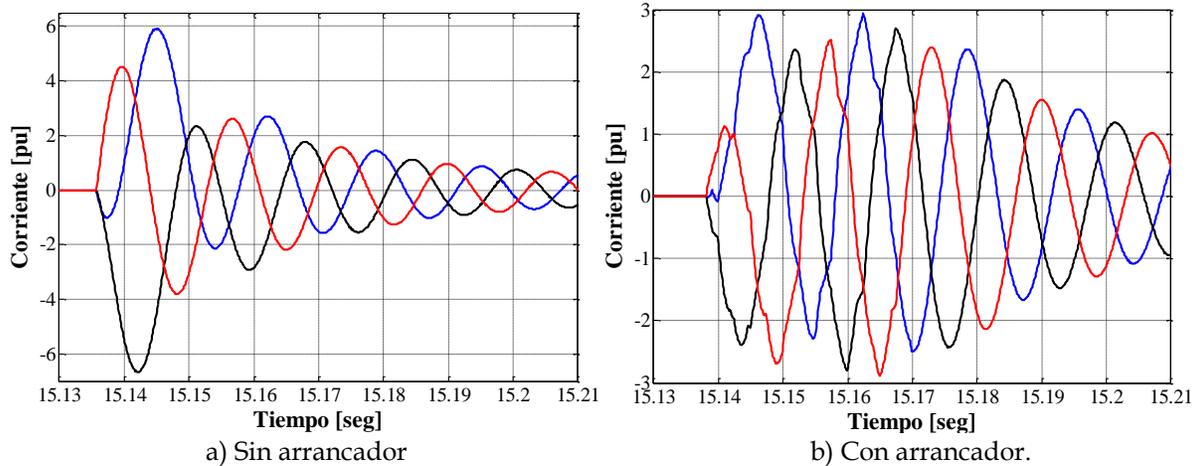


Figura 4. 30 Corrientes de arranque

4.4.3 Comparación entre sistemas mecánicos

En esta simulación se compararon los tres modelos de sistemas mecánicos descritos en la sección 4.3.3 ante una serie de viento con valores por debajo al viento nominal de la turbina y con una duración de 80 segundos, por lo que no se consideró el modelo del control del ángulo del aspa. La serie de viento generada para esta prueba es mostrada en la figura 4.14.

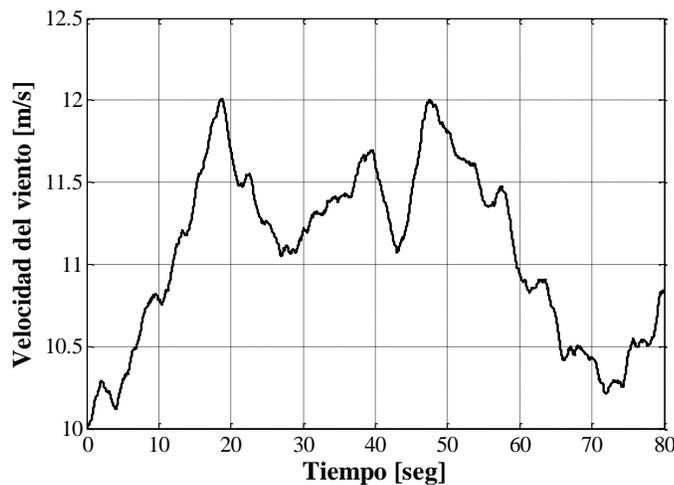


Figura 4. 31 Serie de viento para la comparación entre modelos de sistemas mecánicos.

La figura 4.32 muestra las velocidades obtenidas en los extremos de cada sistema mecánico ante la variación del viento generado. De esta figura se puede observar que para este generador en especial, la diferencia principal que se obtiene entre los modelos del sistema mecánico se encuentra entre el modelo de una masa o concentrado y los modelos de dos y tres masas, los cuales se comportan de manera casi idéntica. De esta manera se observa que el modelo más sencillo que representa de

manera adecuada los transitorios mecánicos para este aerogenerador es el modelo de dos masas.

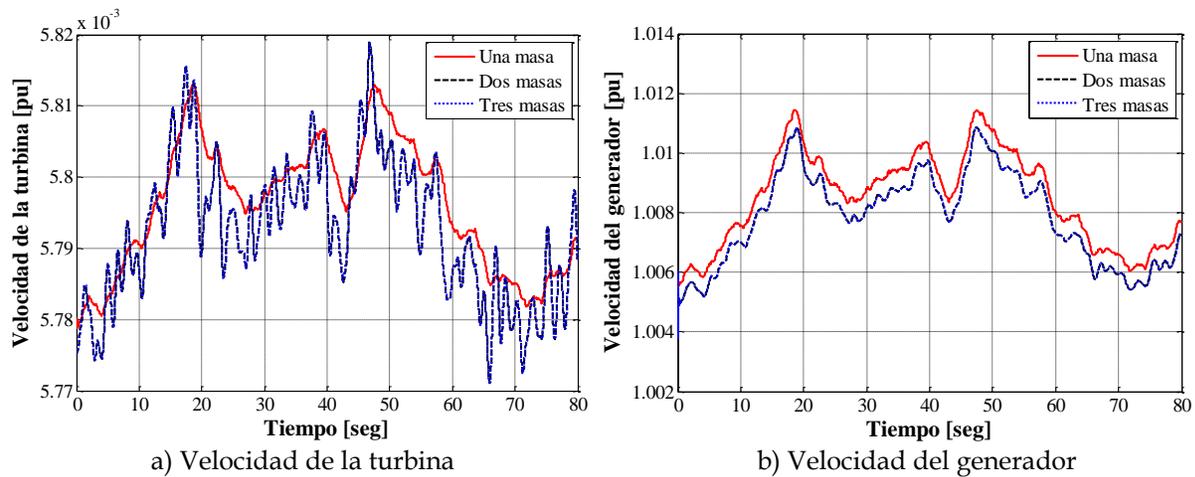


Figura 4. 32 Velocidad en los extremos de cada sistema mecánico.

Debido a que el modelo de una masa despreja los coeficientes de rigidez y de amortiguamiento, la respuesta de velocidad en ambos extremos del sistema mecánico es la misma, hecho que no sucede con los modelos de dos y tres masas en donde se presentan algunas oscilaciones por parte de la turbina.

Además, el considerar los amortiguamientos propios de cada componente del sistema mecánico provoca que las velocidades de la turbina y del generador sean menores a las calculadas por el modelo de una masa, y por consecuencia el par mecánico entregado por la turbina sea diferente al par electromagnético generado por el generador. Dicho efecto se puede observar de forma clara en las figura 4.33, en donde el par electromagnético es menor al par mecánico para los modelos de dos y tres masas.

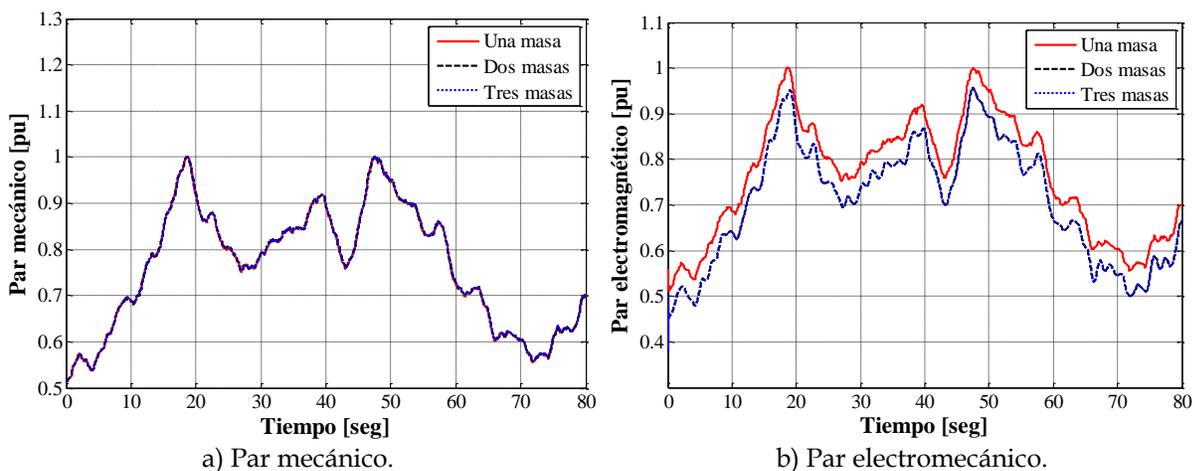


Figura 4. 33 Comparación entre los pares desarrollados.

4.4.4 Implementación del control de velocidad

Debido a que el control de velocidad solo opera durante velocidades de viento altas, se requiere una serie de viento que se incremente desde un valor por debajo del nominal hasta valores por encima de éste. La serie de viento que cumple estas características y con la que se realizaron las simulaciones para los casos sin control y con control de velocidad se muestra en la figura 4.34. Además se utilizó el modelo del sistema mecánico de dos masas debido a que resulta ser el modelo más sencillo que permite no perder precisión para este tipo de estudios.

En la figura 4.35 se presenta la respuesta de la velocidad en la flecha lado generador obtenida durante el aumento en la velocidad del viento. Como se puede observar, las variaciones en la velocidad del viento hacen que la velocidad del generador sin control se incremente de manera súbita aproximadamente en $t=42$ segundos, lo que corresponde a una velocidad del viento de aproximadamente de 15 m/s.

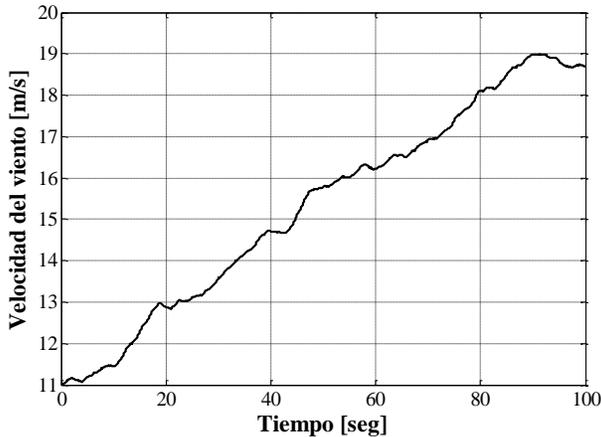


Figura 4. 34 Velocidad del viento para la implementación del control de velocidad.

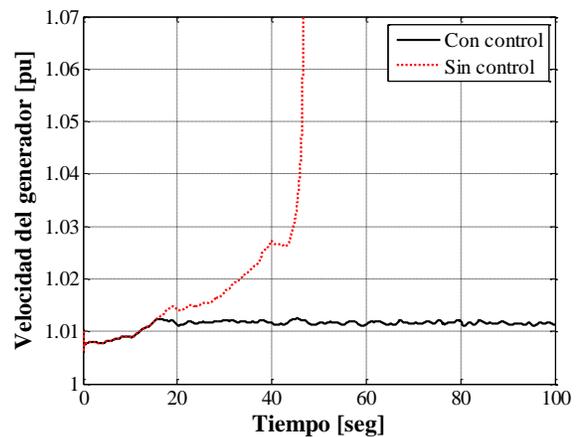


Figura 4. 35 Velocidad del generador.

En este punto de la simulación, el aumento de la velocidad del rotor debido al aumento de la velocidad del viento hace que la máquina de inducción se inestabilice al no poder volver a alcanzar el equilibrio entre sus pares mecánico y eléctrico; esto es causado porque a cierta velocidad del rotor el par eléctrico desarrollado por la máquina debido al valor anormalmente alto de frecuencia se hace igual a cero, por lo que se acelera.

Sin embargo al emplear el control de velocidad se logra mantener la velocidad del generador cercana a su velocidad nominal, a pesar de que se tengan valores de viento por encima del nominal (12 m/s). Esto se logra debido a que el control de velocidad determina el valor del ángulo de las aspas necesario para reducir o incrementar el coeficiente de potencia según sea necesario. La trayectoria de este ángulo durante la simulación se presenta en la en la figura 4.36.

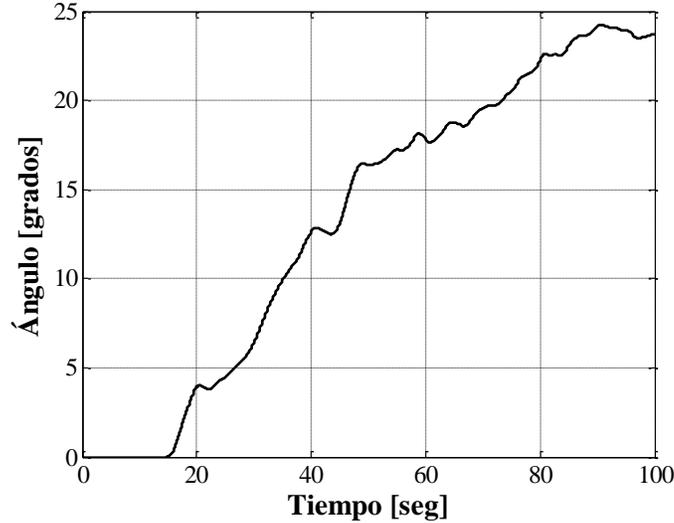


Figura 4. 36 Ángulo de las aspas.

Debido a que en los primeros 15 segundos de simulación el viento está por debajo del valor nominal no es necesario que el control actúe, dado a que en esta región de operación la posición de las aspas debe de permitir que se aproveche al máximo la energía del viento.

Es importante mencionar que este control fue programado para funcionar ante velocidades del generador por encima de 1.0115 p.u, que corresponde a su velocidad nominal. Por lo que a pesar de que se pueda extraer mucho más potencia del viento, el control de velocidad provocará que la potencia activa máxima entregada por el generador permanezca alrededor de 1 p.u. Este valor se podría optimizar al permitir un rango mayor de velocidad por parte del generador sin embargo se tendrían que tomar en cuenta los límites de operación de la máquina para determinar la potencia que puede ser entregada por la máquina sin que se dañen sus devanados.

La figura 4.37 muestra la potencia activa del generador entregada al sistema, en donde efectivamente la potencia con control permanece de forma cercana a su valor nominal mientras que sin control la potencia activa se va incrementando hasta volverse inestable y operar como motor.

Por su parte el comportamiento de la potencia reactiva se muestra en la figura 4.38, en donde se aprecia que el generador con control consume aproximadamente 0.5 p.u de potencia reactiva, lo que corresponde a la compensación que se tiene conectada en sus terminales. Debido a que el generador sin control se ha vuelto inestable, la potencia reactiva necesaria para magnetizar a la máquina tiende a incrementarse, lo que provoca que el voltaje en las terminales de la máquina disminuya, tal y como se presenta en la figura 4.39.

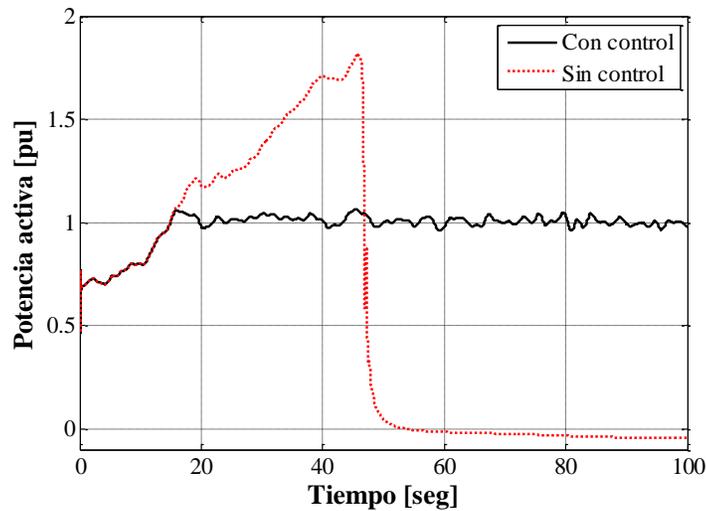


Figura 4. 37 Potencia activa.

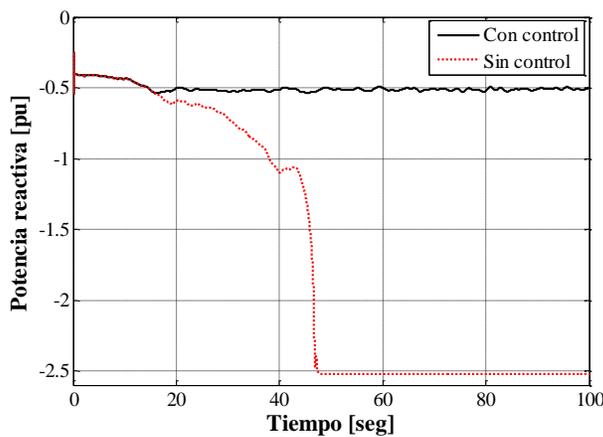


Figura 4. 38 Potencia reactiva.

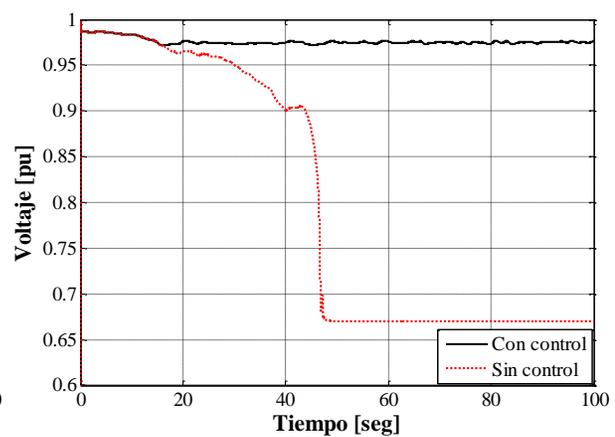


Figura 4. 39 Voltaje en terminales de la máquina.

4.4.5 Desconexión del aerogenerador por velocidad de viento alto

Se debe tener presente que el control de velocidad solo es capaz de mantener la velocidad nominal de la máquina dentro de un cierto rango de velocidad del viento. Para velocidades de viento mucho mayores a la nominal el aerogenerador es desconectado del sistema por seguridad; a este valor de viento se le conoce en la literatura como “*cut-out*” y normalmente este valor es proporcionado por el fabricante. A continuación se presenta la simulación de este proceso, para lo cual se generó una serie de viento representada prácticamente mediante una rampa con un valor máximo de 26 m/s; la cual es mostrada en la figura 4.40.

Ante la entrada de viento mostrada anteriormente el control de velocidad mantiene la velocidad de la máquina muy cercana a su velocidad nominal durante los primeros 50 segundos de simulación por lo que durante este tiempo el valor máximo de la potencia activa se mantiene alrededor de 1 p.u, ver figura 4.41.

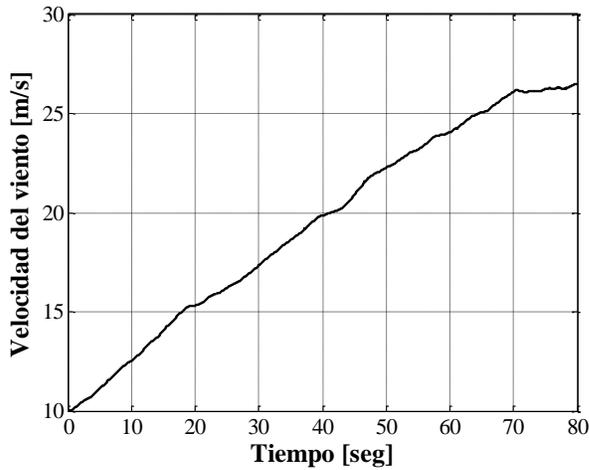


Figura 4. 40 Velocidad del viento para simular desconexión del aerogenerador

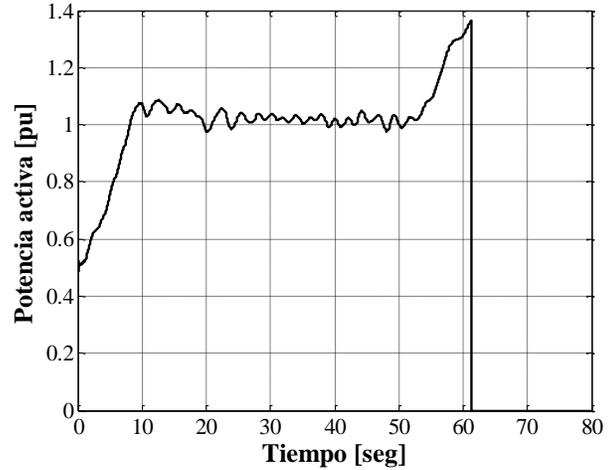


Figura 4. 41 Potencia activa del aerogenerador.

Sin embargo a partir de una velocidad del viento cercana a los 23 m/s (52 segundos de simulación) el control ya no es capaz de limitar la velocidad del generador al variar el ángulo de inclinación de las aspas, debido a que se ha alcanzado el valor máximo de inclinación (30 grados). Aunque el control de velocidad ya no pueda limitar la velocidad, el aerogenerador se mantiene conectado hasta que el viento alcance la velocidad máxima de desconexión la cual es de aproximadamente 24.5 m/s. La velocidad del generador así como el ángulo de las aspas durante este proceso son presentados en las figuras 4.42 y 4.43 respectivamente.

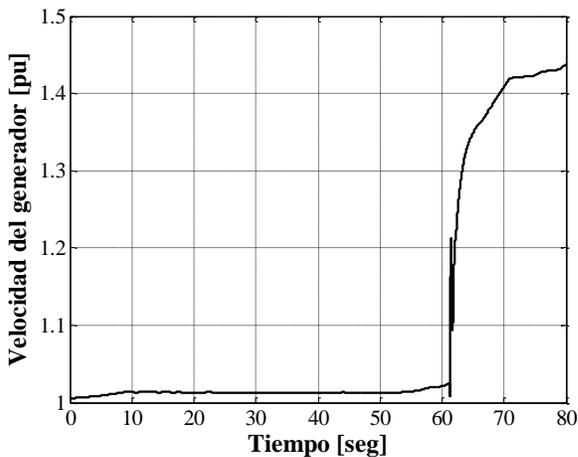


Figura 4. 42 Velocidad del generador.

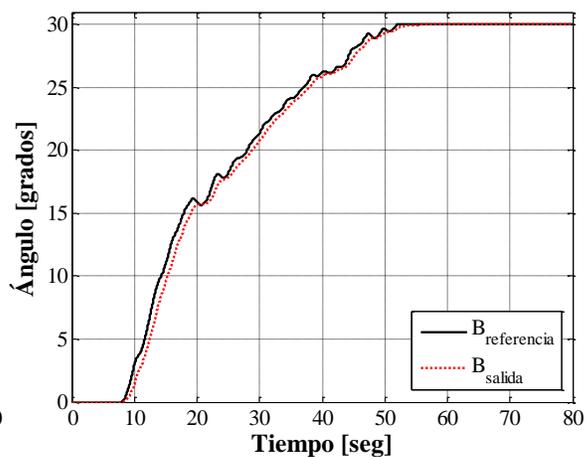


Figura 4. 43 Ángulo de las aspas.

4.4.6 Estudios de estabilidad

Para realizar el estudio de estabilidad se consideró el mismo sistema de la figura 4.24 ante una falla trifásica localizada en el nodo número dos; el cual corresponde al de las terminales del generador.

Este estudio tiene como objetivo comparar la respuesta del sistema al modelar el aerogenerador con los diferentes sistemas mecánicos y considerando inicios de fallas en diferentes puntos de operación sobre la serie de viento mostrada en la figura 4.44. Esto permitirá apreciar la diferencia en la evaluación de estabilidad del aerogenerador considerando un par mecánico variable (debido a la variación del viento) y ante un par mecánico constante, tomando en cuenta el mismo punto de operación en el que se aplica la falla.

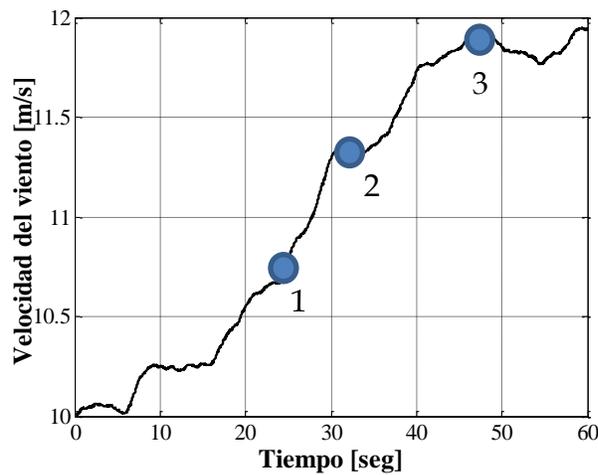


Figura 4. 44 Velocidad del viento para estudios de estabilidad. Se indican las condiciones iniciales de operación para potencia baja (1), potencia media (2) y potencia alta (3).

Las fallas se aplicaron a los 26, 32 y 48 segundos de simulación lo que corresponde a una potencia generada de 0.7093, 0.8176 y 0.9689 p.u respectivamente, como se indica en la figura 4.44. Los tiempos críticos de liberación de las fallas para una potencia de generación baja (punto inicial 1 de la figura 4.44 correspondiente a 0.7093 p.u) determinados para los diferentes sistemas mecánicos, considerando un par variable y un par constante se muestran en la tabla 4.12.

Las respuestas de la velocidad del generador, potencia activa, potencia reactiva y voltaje durante la operación del sistema ante la entrada de viento mostrada en la figura 4.44 sin aplicar falla se presentan en la figura 4.45.

Tabla 4. 12 Tiempos críticos de liberación de falla para potencia baja (0.7093 p.u).

	Una masa	Dos masas	Tres masas
Par variable	0.685 s	0.930 s	0.921 s
Par constante	0.738 s	0.954 s	0.952 s

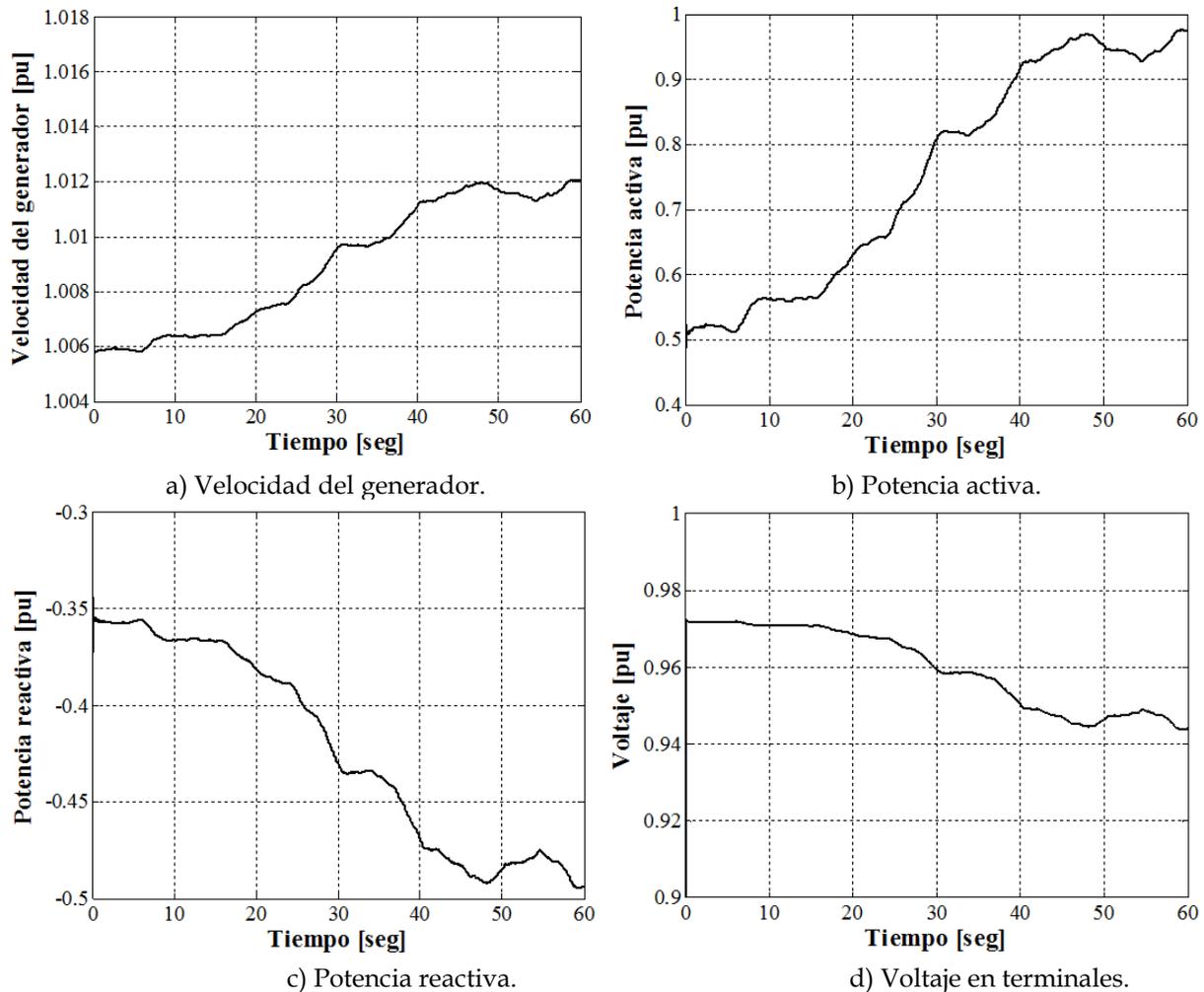


Figura 4. 45 Respuesta del sistema ante variación de viento sin aplicar falla.

Los resultados obtenidos para el caso crítico que considera un par variable y el modelo de una masa se presentan en la figura 4.46. Además cada respuesta es comparada al considerar el mismo tiempo de duración de la falla pero bajo un par constante.

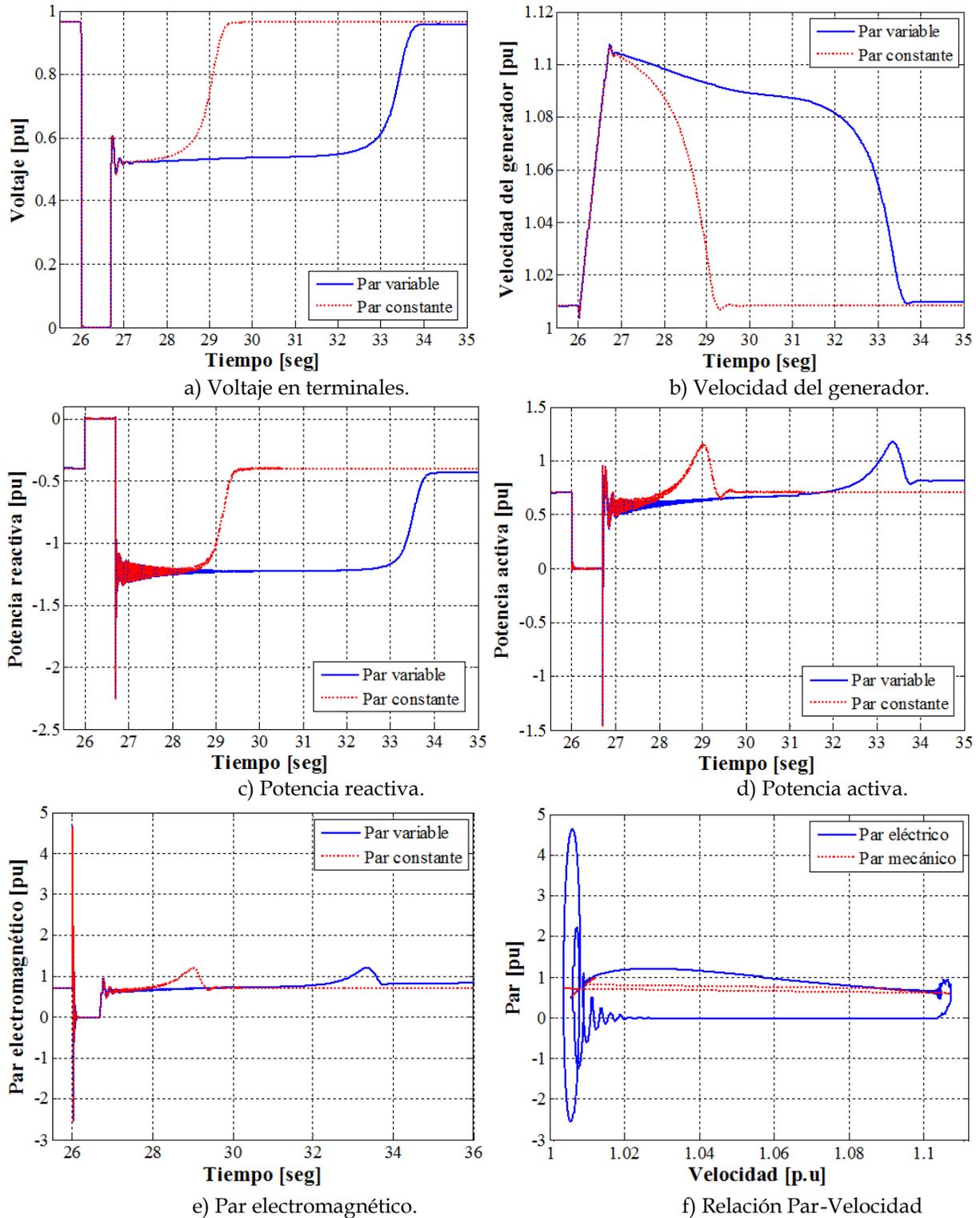


Figura 4. 46 Respuesta de las variables principales del generador considerando el caso crítico a baja potencia y el modelo mecánico de una masa.

Los resultados obtenidos para el primer caso inestable considerando un par variable y el modelo de una masa se presentan en la figura 4.47.

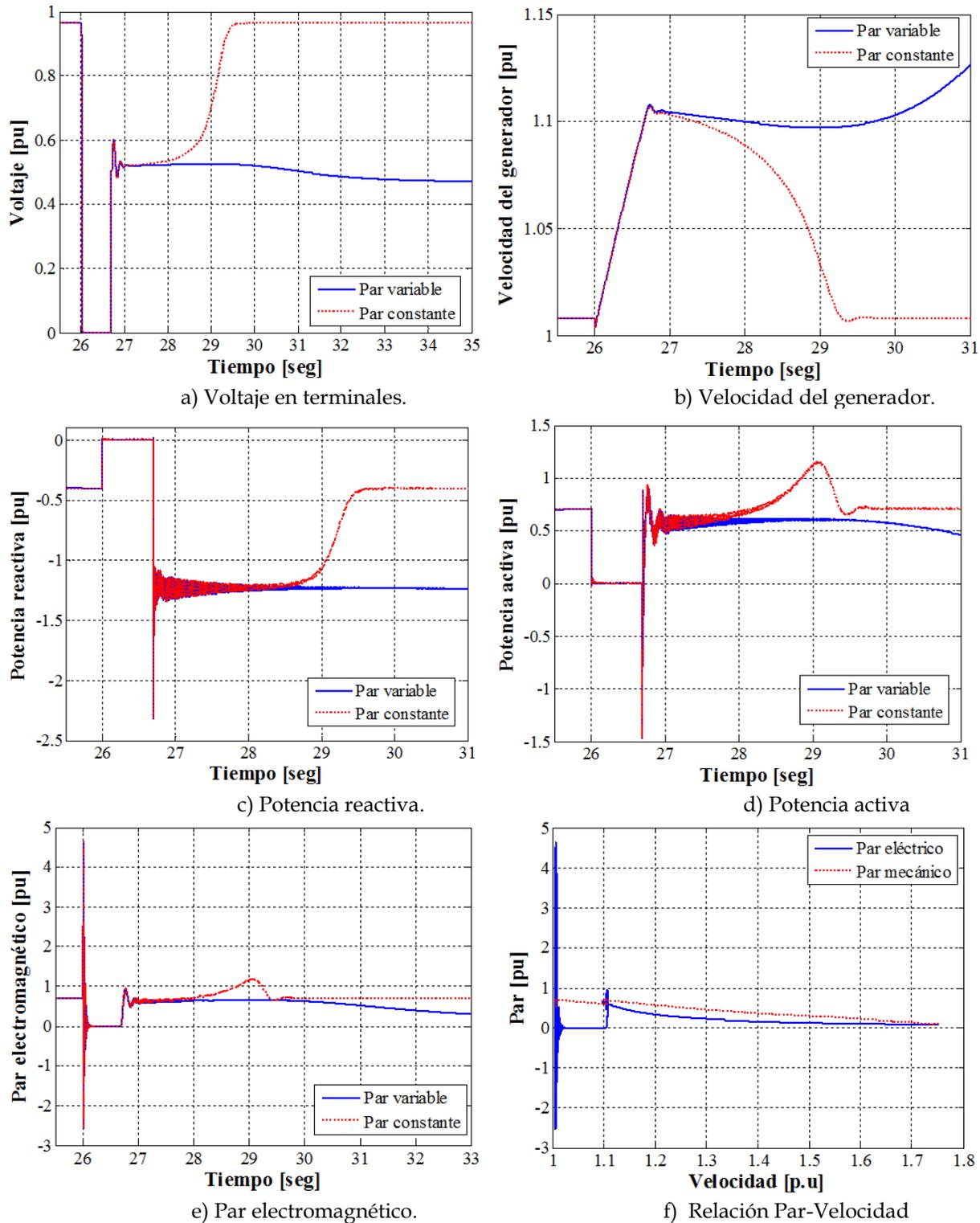


Figura 4. 47 Respuesta de las variables principales del generador considerando el primer caso inestable a baja potencia y el modelo mecánico de una masa.

Los resultados obtenidos para el caso crítico considerando un par variable y el modelo de dos masas se presentan en la figura 4.48.

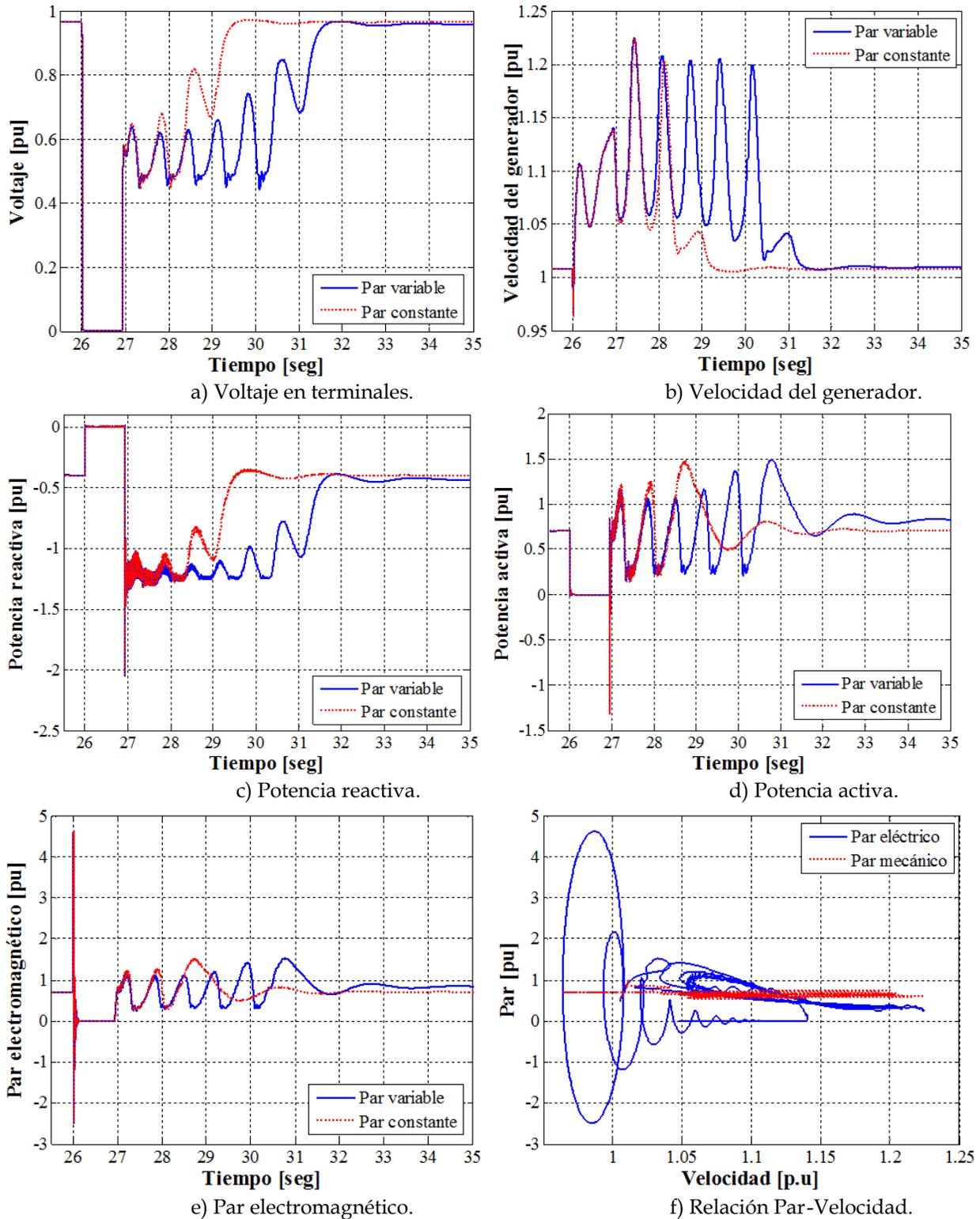


Figura 4. 48 Respuesta de las variables principales del generador considerando el caso crítico a baja potencia y el modelo mecánico de dos masas.

Los resultados obtenidos para el primer caso inestable considerando un par variable y el modelo de dos masas se presentan en la figura 4.49.

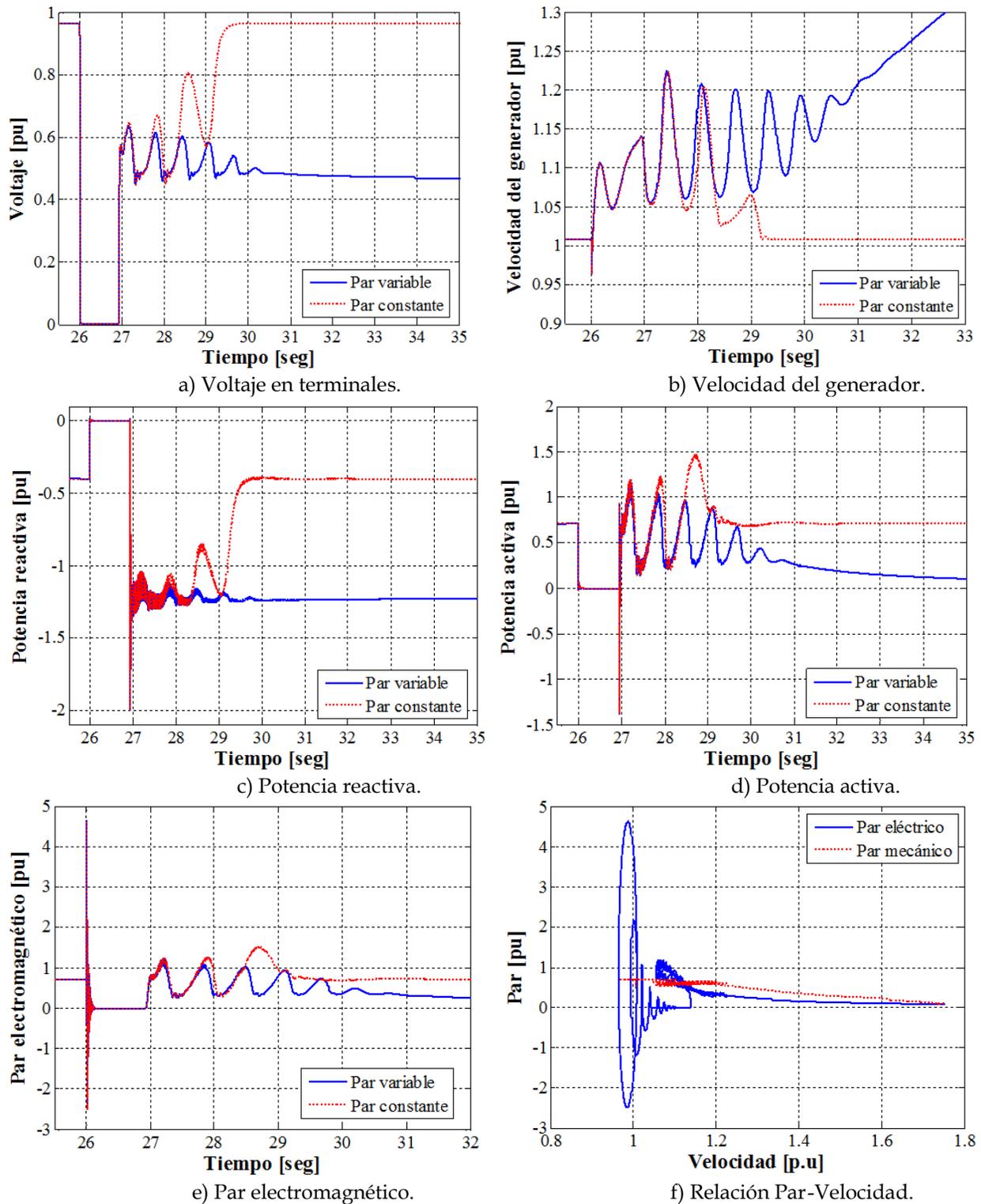


Figura 4. 49 Respuesta de las variables principales del generador considerando el primer caso inestable a baja potencia y el modelo mecánico de dos masas.

Los resultados obtenidos para el caso crítico considerando un par variable y el modelo de tres masas se presentan en la figura 4.50.

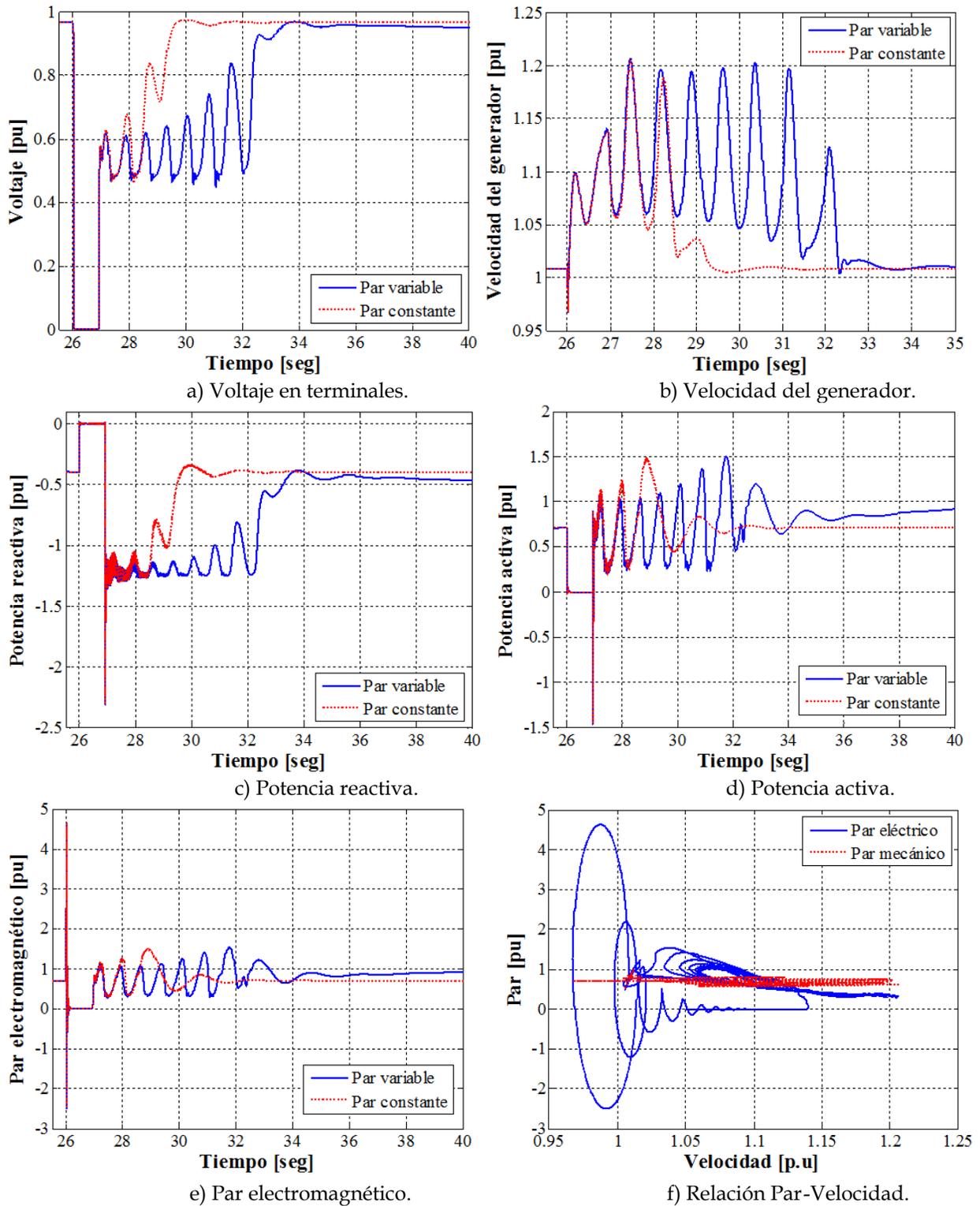


Figura 4. 50 Respuesta de las variables principales del generador considerando el caso crítico a baja potencia y el modelo mecánico de tres masas.

Los resultados obtenidos para el primer caso inestable considerando un par variable y el modelo de tres masas se presentan en la figura 4.51.

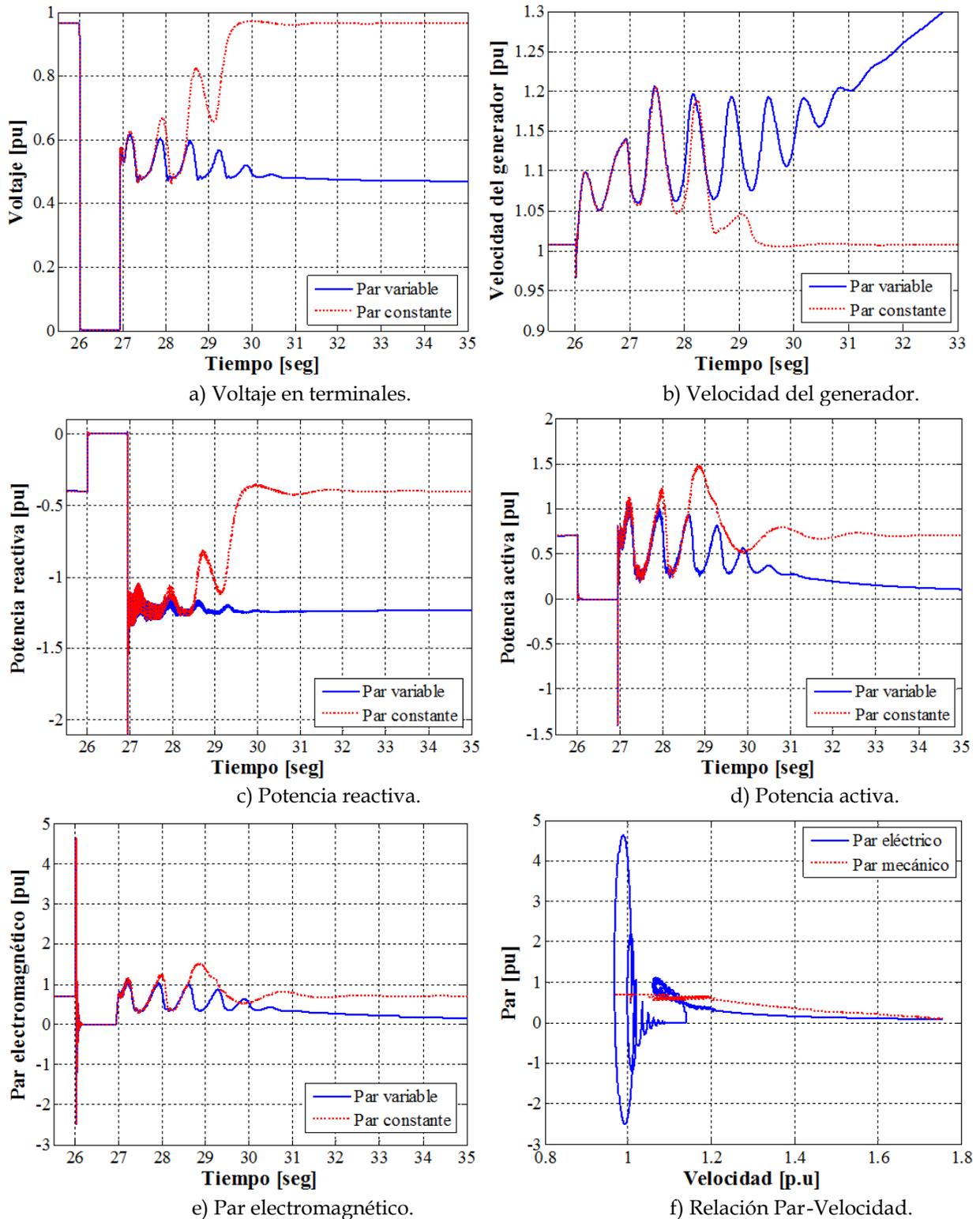


Figura 4. 51 Respuesta de las variables principales del generador considerando el primer caso inestable a baja potencia y el modelo mecánico de tres masas.

Los tiempos críticos de liberación de las fallas obtenidos en los puntos de operación a potencia media (punto 2 de la figura 4.44 con una potencia de 0.8176 p.u) y a potencia

alta (punto 3 de la figura 4.44 con una potencia de 0.9689 p.u), considerando los diferentes sistemas mecánicos y los dos tipos de pares mecánicos se presentan en las tablas 4.13 y 4.14 respectivamente.

Tabla 4. 13 Tiempos críticos de liberación de falla para potencia media (0.8176 p.u).

	Una masa	Dos masas	Tres masas
Par variable	0.474 s	0.713 s	0.685 s
Par constante	0.474 s	0.713 s	0.685 s

Tabla 4. 14 Tiempos críticos de liberación de falla para potencia alta (0.9681 p.u).

	Una masa	Dos masas	Tres masas
Par variable	0.268 s	0.463 s	0.466 s
Par constante	0.263 s	0.444 s	0.441 s

De las tablas 4.13 a 4.14 se puede observar que los tiempos críticos para cada punto de operación van disminuyendo conforme se aumenta la potencia de prefalla, tanto para un par variable como para un par constante. Esto se debe a que dentro de la curva par mecánico contra potencia generada de cualquier generador existirá un punto de operación estable y uno inestable para un valor de par dado. Al incrementar el par la potencia generada también aumentará pero la distancia entre el punto de operación estable e inestable se irá reduciendo y con ello el tiempo de liberación de la falla.

Otro aspecto importante a resaltar es que los tiempos críticos determinados para un par variable y un par constante en los tres puntos de operación son muy similares; sin embargo se pueden deducir los siguientes puntos al observar con detalle la gráfica del viento de la figura 4.44 con la que se realizaron las pruebas:

- Los tiempos críticos determinados al considerar un par variable en un punto de operación de baja potencia (punto inicial 1 de la figura 4.44, con una potencia de 0.7093 p.u) tienden a ser menores que los determinados a un par constante, esto se debe a que al aplicar la falla a los 26 segundos de simulación la velocidad del viento tiende a incrementarse lo cual influye directamente sobre la velocidad del rotor durante el periodo de post falla contribuyendo con ello a su aceleración y por ende a su inestabilidad.
- Los tiempos críticos determinados durante el punto de operación a media potencia (0.8176 p.u) con par variable y par constante son idénticos. Al revisar la gráfica del viento se puede observar que a los 32 segundos de simulación (tiempo en el que se aplica la falla) el viento permanece casi constante por lo que las variaciones del par mecánico son casi despreciables durante el periodo de post falla.

- Los tiempos críticos determinados al considerar un par variable en el punto de operación de alta potencia (0.9681 p.u) tienden a ser mayores que los determinados con un par constante. Esto se debe a que al aplicar la falla a los 48 segundos de simulación que corresponden a este punto de operación, el viento tiende a disminuir y con ello contribuir con la desaceleración de la máquina durante el periodo de post falla.

A pesar de que los tiempos críticos de liberación son muy parecidos al revisar las gráficas anteriormente presentadas se observa que el cambio en la velocidad del viento influye de manera considerable durante el periodo de post falla, ya que se generan mucho más oscilaciones considerando un par variable que con un par constante; tardando con ello más tiempo en recuperarse del disturbio.

4.4.7 Estudios de estabilidad considerando el control de velocidad

El estudio de estabilidad realizado en la sección anterior no consideró la acción del control de velocidad, sin embargo es importante resaltar que durante una falla la velocidad de la máquina aumenta y con ello la velocidad de la turbina puesto que están unidos a través del sistema mecánico. Durante este periodo el control de velocidad detecta un incremento de velocidad de la máquina y envía la señal al actuador para cambiar el ángulo de las aspas, debido a que no distingue entre incrementos de velocidad causados por la velocidad del viento o por fallas electricas.

Para mostrar el comportamiento del control durante una falla se consideró el punto de operación más crítico (con menor tiempo de liberación de la falla) el cual corresponde al punto de alta potencia (punto 3 de la figura 4.44 con una potencia de 0.9681 p.u) de la sección anterior.

En la figura 4.52 se muestra la comparación del comportamiento de las señales para los tiempos críticamente estables determinados en la tabla 4.14 para un par variable, considerando el funcionamiento del aerogenerador con control de velocidad y sin control para el sistema mecánico de una masa. Por su parte la figura 4.53 presenta la respuesta del sistema bajo las mismas consideraciones pero usando el modelo de dos masas.

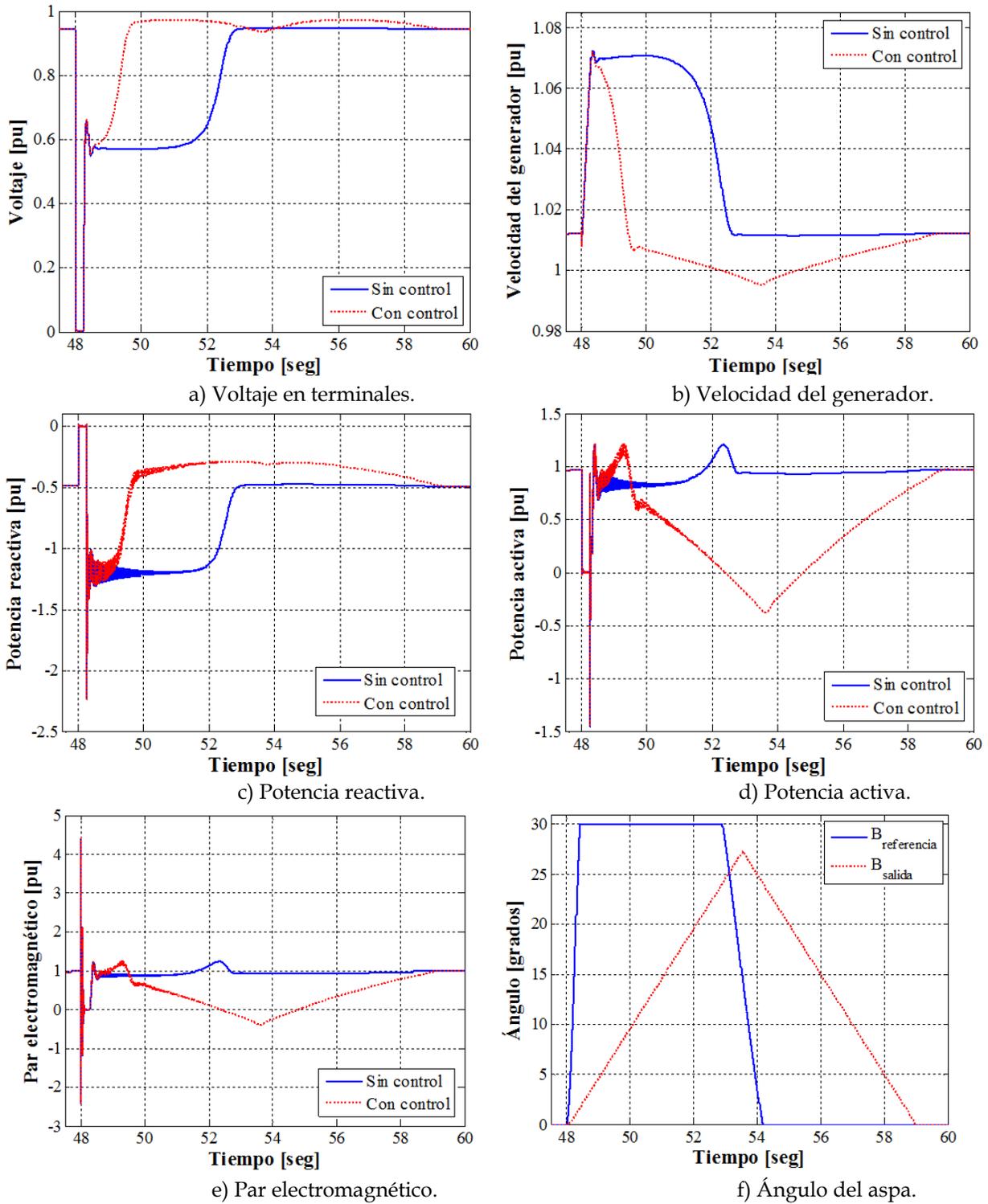


Figura 4. 52 Respuesta del sistema para el caso crítico con par variable a alta potencia considerando el modelo mecánico de una masa y control PI.

Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia

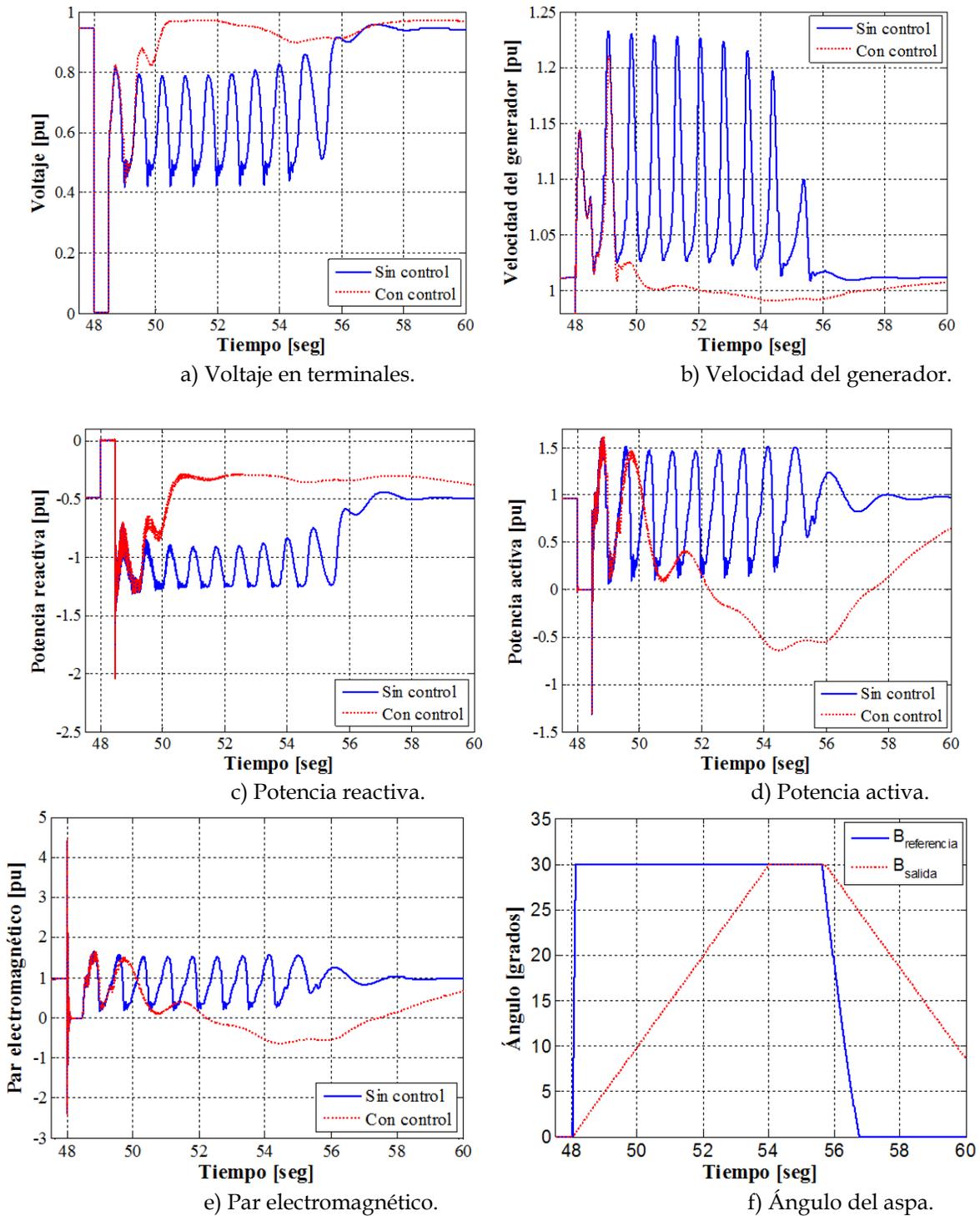


Figura 4. 53 Respuesta del sistema para el caso crítico con par variable a alta potencia considerando el modelo mecánico de dos masas y control PI.

En la figura 4.54 se muestra la comparación del comportamiento de las señales para los tiempos críticamente estables determinados en la tabla 4.14, considerando el funcionamiento del aerogenerador con control de velocidad y sin control para el sistema mecánico de tres masas.

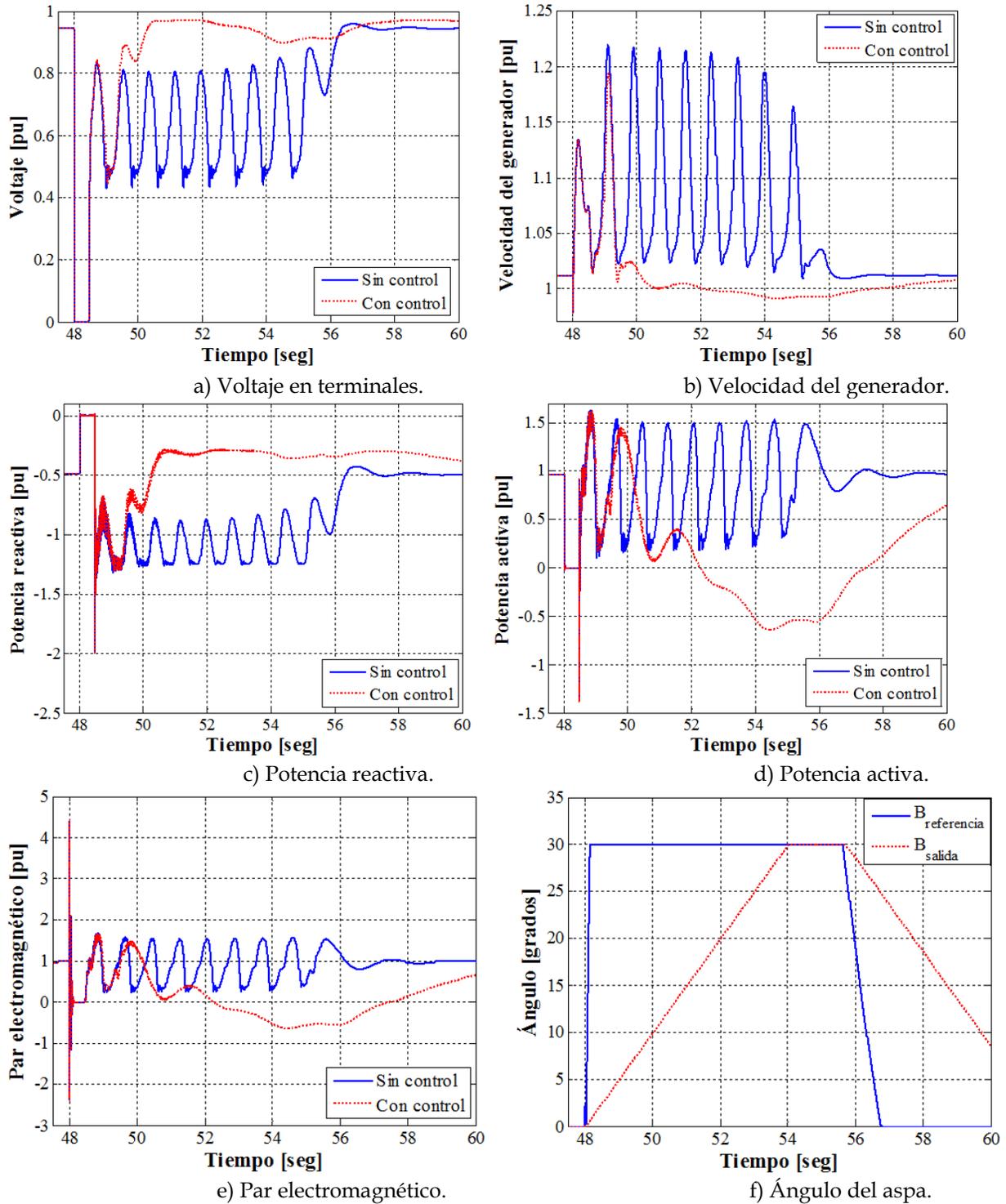


Figura 4. 54 Respuesta del sistema para el caso crítico con par variable a alta potencia considerando el modelo mecánico de tres masas y control PI.

De las figuras presentadas anteriormente se observa que al ocurrir la falla el control de velocidad detecta un incremento en la velocidad por lo que el controlador determina el ángulo de las aspas necesario para corregir la velocidad, sin embargo el

ángulo calculado sobrepasa al valor máximo permitido para estas simulaciones (30 grados) por lo que permanece en este valor durante aproximadamente 8 segundos para los modelos de dos y tres masas y 5 segundos para el modelo de una masa. Esta señal es enviada como referencia al actuador en donde se modela la velocidad de cambio mínima requerida por las aspas.

Durante este proceso la velocidad de la máquina es reducida hasta su valor nominal, sin embargo debido a que las aspas no pueden cambiar su posición súbitamente y con ello seguir aprovechando al máximo la potencia del viento, la posición actual de las aspas hace que la velocidad siga disminuyendo hasta que la máquina entra en la región de operación como motor.

Al considerar un tipo de control de velocidad únicamente del tipo proporcional definido en [Ackermann, 2005], se logra que el valor del ángulo de referencia no se sature y con ello tener un mejor desempeño durante fallas. Para observar el desempeño de este tipo de control se realizaron pruebas para los primeros casos inestables en el punto de operación de alta potencia determinados en la tabla 4.14 para los tres tipos de sistemas mecánicos y considerando un par variable. Los resultados obtenidos empleando el sistema mecánico de una masa con control de velocidad tipo proporcional y sin control se presentan en la figura 4.55.

Los resultados obtenidos al tomar en cuenta las mismas consideraciones pero empleando los modelos de dos y tres masas se presentan en las figuras 4.56 y 4.57 respectivamente.

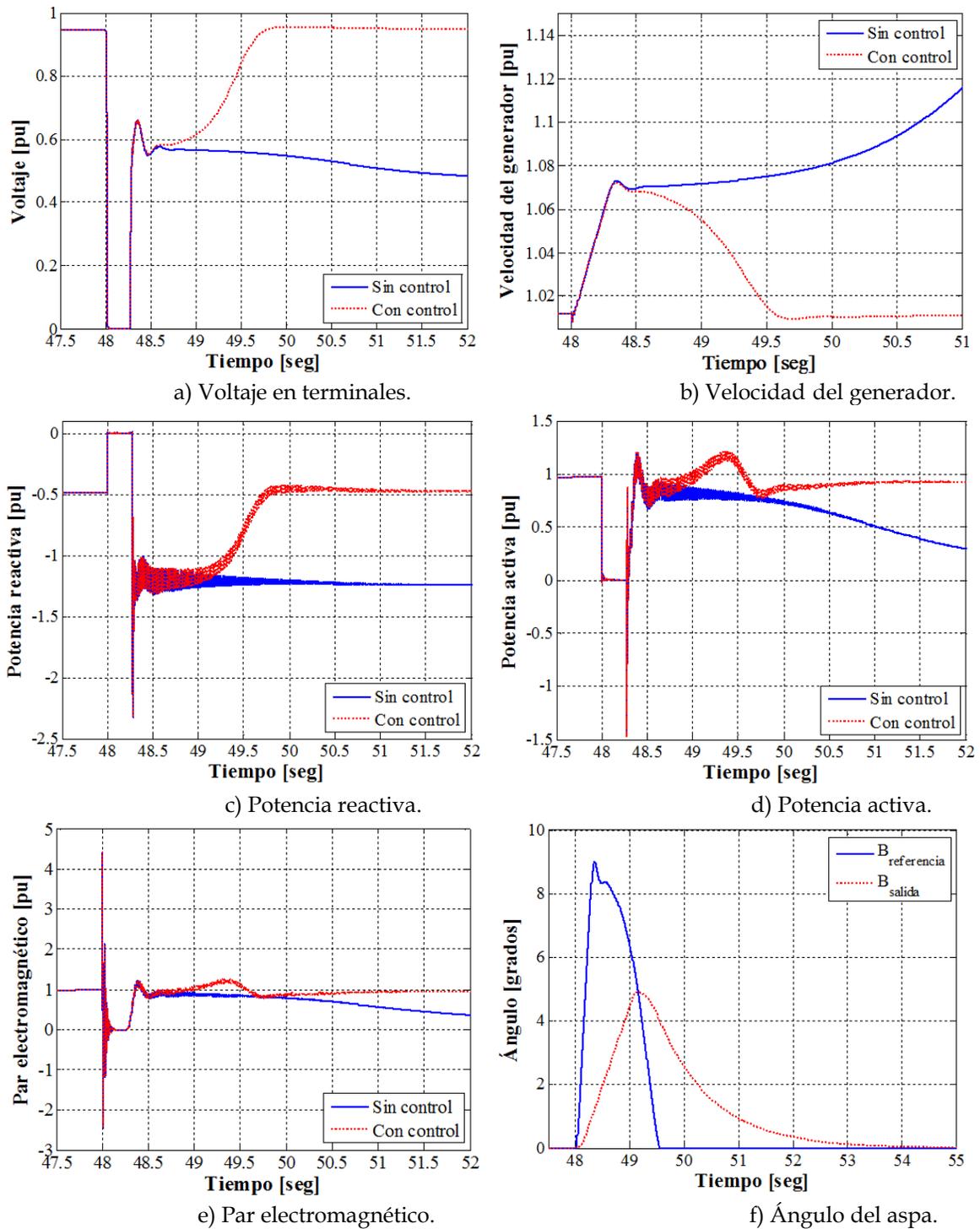


Figura 4. 55 Respuesta del sistema para el primer caso inestable con par variable a alta potencia considerando el modelo mecánico de una masa y control P.

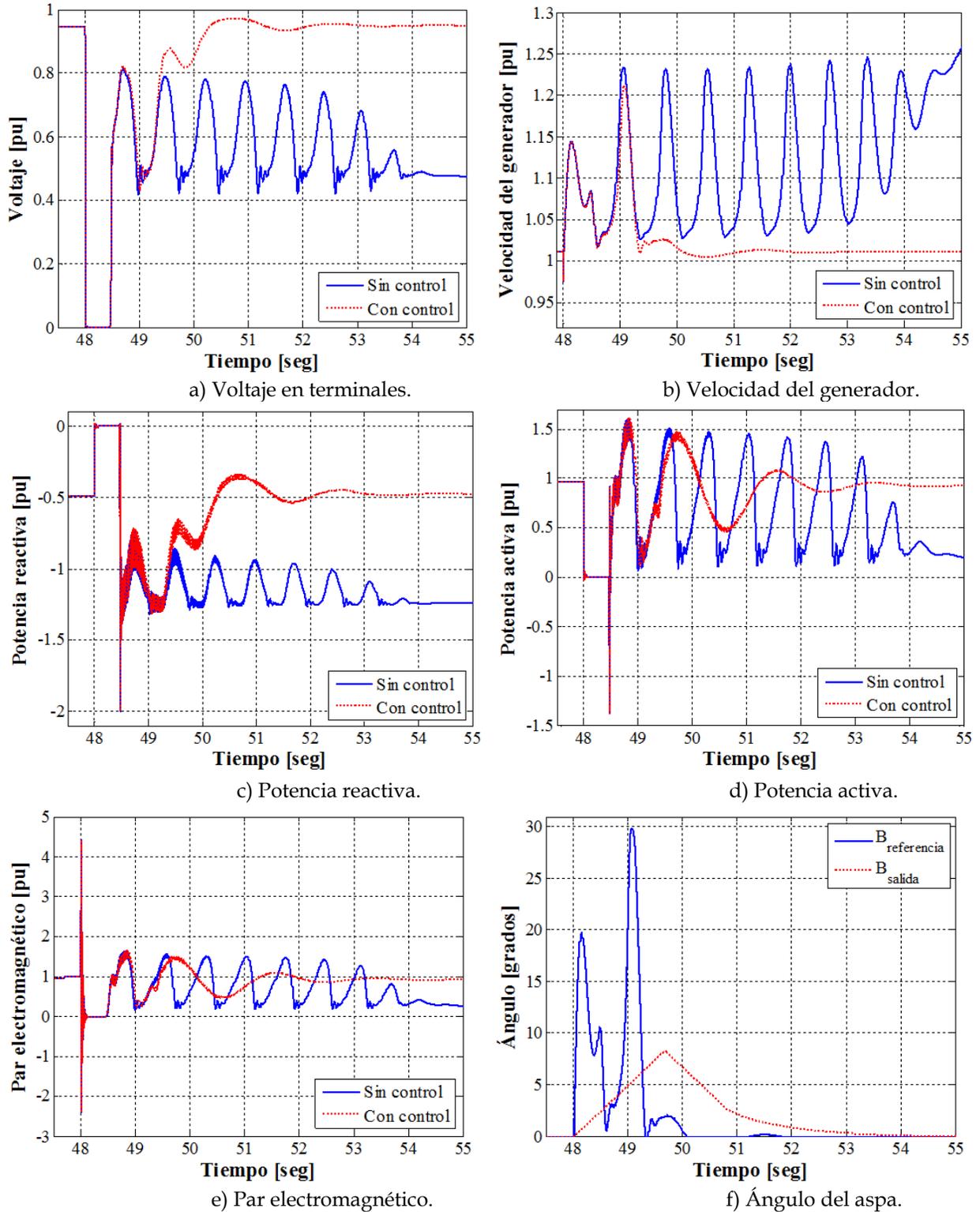


Figura 4. 56 Velocidad de la máquina para el primer caso inestable a alta potencia con dos masas y con control P.

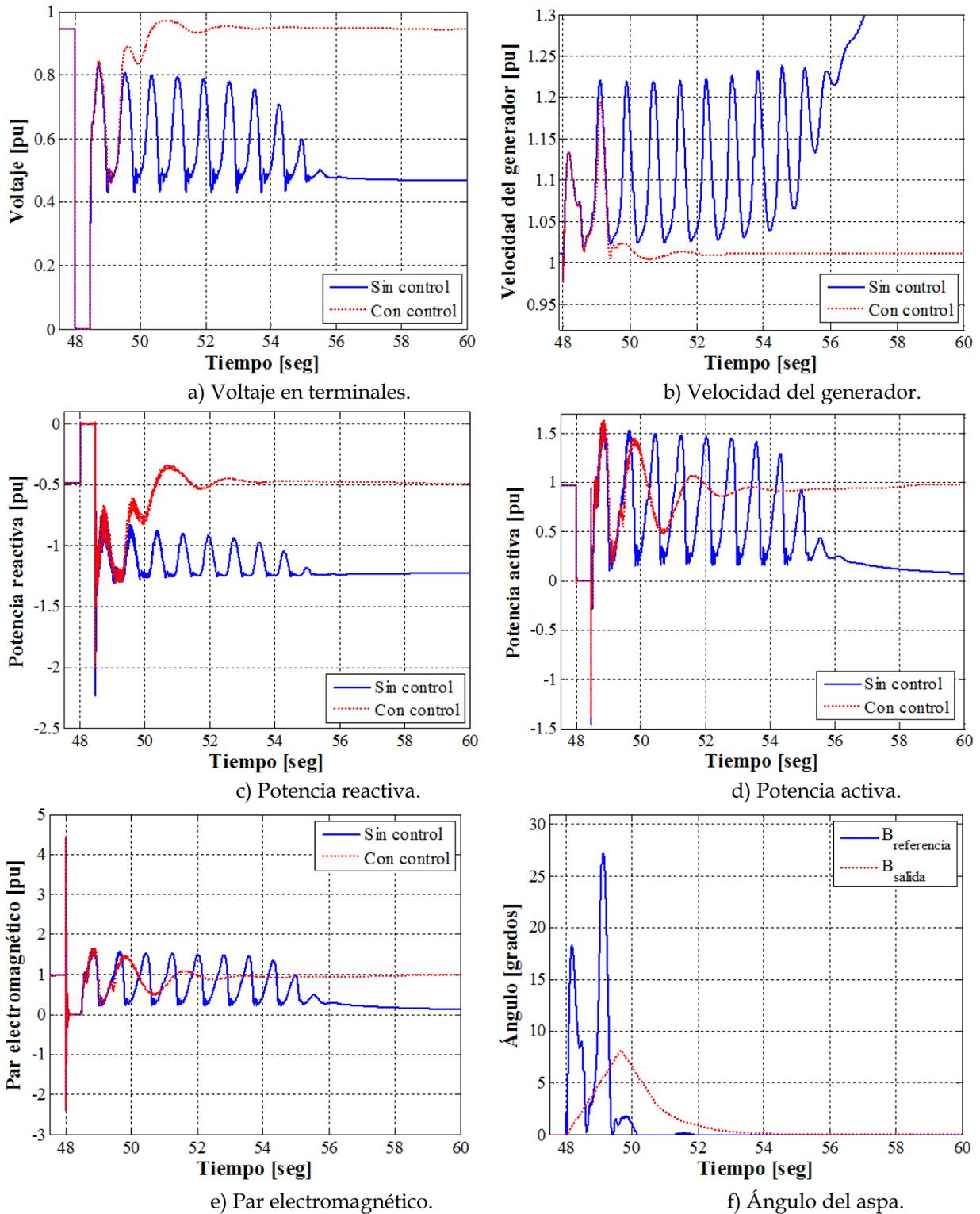


Figura 4. 57 Velocidad de la máquina para el primer caso inestable a alta potencia con tres masas y con control P.

De las figuras presentadas anteriormente se observa que el control de velocidad tipo proporcional tiene un mejor desempeño durante fallas debido a que el valor del

ángulo determinado por el controlador no es tan grande como el calculado por el controlador proporcional e integral evitando con ello la saturación y dando como resultado una mejor respuesta del control. Además al aplicar este tipo de control durante fallas se logra disminuir la velocidad del rotor de la máquina ayudando con ello a mantener su estabilidad en casos donde el sistema se vuelve inestable al no tomar en cuenta la acción del control. Otro aspecto importante de este control es que logra amortiguar la dinámica del sistema durante fallas debido a que disminuye el número de oscilaciones durante el periodo de post falla y reduciendo con ello el tiempo de recuperación del disturbio.

Los tiempos críticos de liberación de las fallas determinados para el punto de operación de alta potencia (0.9681 p.u) usando el control de velocidad tipo PI y considerando un par constante y un par variable se presentan en la tabla 4.15.

Tabla 4. 15 Tiempos críticos de liberación de falla para potencia alta (0.9681 p.u) con control PI.

	Una masa	Dos masas	Tres masas
Par variable	0.188 s	0.147 s	0.116 s
Par constante	0.190 s	0.127 s	0.130 s

A su vez los tiempos críticos determinados para el mismo punto de operación bajo las mismas condiciones pero empleando un control tipo P se muestran en la tabla 4.16

Tabla 4. 16 Tiempos críticos de liberación de falla para potencia alta (0.9681 p.u) con control P.

	Una masa	Dos masas	Tres masas
Par variable	0.396 s	0.568 s	0.574 s
Par constante	0.396 s	0.571 s	0.577 s

4.5 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO EN TIEMPO REAL

El modelo del aerogenerador de velocidad fija desarrollado bajo la herramienta de SIMULINK® de MATLAB® puede emplearse en simulaciones en tiempo real mediante el simulador digital en tiempo real OPAL-RT, debido a que el software de este simulador utiliza modelos creados con esta herramienta; tal y como se mencionó en la sección 3.2.2. Sin embargo se tienen que realizar y tomar en cuenta una serie de ajustes que más adelante se mencionaran. En particular, en el apéndice de este trabajo se presenta de manera detallada el procedimiento para cargar el modelo en el simulador.

Con la finalidad de comprobar lo anteriormente expuesto, se realizaron pruebas en tiempo real en lazo cerrado implementando un relevador de la marca SEL® 300G tal y como se presenta en la figura 4.58.



Figura 4. 58 Prueba con relevador SEL® 300G en lazo cerrado.

El relevador comercial 300G de la marca SEL® es un relevador numérico de última generación y es empleado para la protección de generadores. Las principales funciones de protección con las que cuenta son mostradas en la tabla 4.17.

Tabla 4. 17 Funciones principales del relevador SEL® 300G [SEL, 2013].
Funciones de Protección

21	Protección de distancia
27	Protección de bajo voltaje
32	Protección direccional de potencia
46	Protección de sobre corriente de secuencia negativa
50/51N	Protección de sobre corriente en neutro
50P	Protección de sobre corriente en fase
51V	Protección de restricción de voltaje con sobre corrientes temporales
59	Protección de sobre voltaje
64G	Protección a tierra
78	Protección de fuera de paso
81U	Protección de baja frecuencia
81O	Protección de alta frecuencia
87	Protección diferencial de fase

En base a los requerimientos para la interconexión al sistema eléctrico nacional, las protecciones requeridas para un sistema eólico en el punto de interconexión se presentan en la tabla 4.18. Por lo que para realizar las pruebas en lazo cerrado solo se habilitó la protección de sobre corriente instantánea ya que no se realizó ningún tipo de coordinación.

Tabla 4. 18 Protecciones requeridas para sistemas eólicos [CFE, 2011].

Protecciones básicas en el punto de interconexión	
25	Verificador de sincronismo
27	Protección de bajo voltaje
59	Protección de sobre voltaje
81U	Protección de baja frecuencia
81O	Protección de sobre frecuencia
51/51N	Protección de sobre corriente de fase y tierra
50	Protección de sobre corriente instantáneo

Dentro de la arquitectura de los relevadores microprocesados se encuentra la etapa de acondicionamiento de señales, la cual se encarga de reducir los niveles de voltaje y corriente provenientes de los transformadores de instrumento a señales de voltaje de bajo nivel para posteriormente ser enviadas al microprocesador del relevador. Para poder realizar las simulaciones en lazo cerrado fue necesario acceder a las entradas de bajo nivel del relevador debido a que las señales analógicas de salida del simulador están limitadas a un valor de ± 16 volts máximos por lo que no es posible conectar dichas señales de salida directamente a los bornes del relevador en donde se conectan los transformadores de corriente y de potencial.

Es importante mencionar que cada relevador cuenta con un umbral de voltaje para cada tipo de señal de bajo nivel y debido a que se están conectando directamente las señales analógicas de salida del simulador es necesario implementar dentro de la simulación la etapa de acondicionamiento de señales que se omite dentro del relevador. La tabla 4.19 muestra las equivalencias de las señales de bajo nivel con respecto a los valores nominales proporcionadas por el fabricante.

Tabla 4. 19 Equivalencias entre señales de bajo nivel y valores nominales [SEL, 2013].

	Bajo nivel	Valores de señal nominal
Canales de voltaje	657.5 mV	67.5 V _{LN}
Canales de corriente	100 mV	5 A.

Para poder tener acceso a las entradas de las señales de bajo nivel es necesario desmontar la caratula del relevador tal y como se muestra en la figura 4.59, en donde se presenta en forma física la ubicación de estas señales.



Figura 4. 59 Ubicación de las entradas de bajo nivel del relevador SEL® 300G.

La figura 4.60 muestra a detalle la distribución de los pines del conector de las señales de bajo nivel, en donde solamente se ocuparon los pines correspondientes a las corrientes y tensiones.

-15V	+15V	N/C	GND	VBAT	N/C	N/C	N/C	VN	N/C	VC	VB	VA	IN	IC	IB	IA
⑰	⑱	⑮	⑭	⑬	⑫	⑪	⑩	⑨	⑧	⑦	⑥	⑤	④	③	②	①
⑳	㉓	㉒	㉑	㉐	㉏	㉍	㉌	㉋	㉊	㉉	㉈	㉇	㉆	㉅	㉄	㉃
-15V	+15V	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND

Figura 4. 60 Configuración del conector de señales de bajo nivel del relevador SEL 300G (adaptada de [SEL, 2013]).

4.5.1 Descripción del sistema de prueba

El sistema de prueba con el que se realizaron las pruebas consiste básicamente en el sistema mostrado en la figura 4.24, sin embargo se adaptó para poder llevar a cabo las pruebas en lazo cerrado con el relevador. Las principales modificaciones que se realizaron al sistema fueron la inclusión de transformadores de corriente y de potencial con el objeto de delimitar la zona de protección que en este caso corresponde a la zona del generador de inducción. Las funciones que se eligieron para la protección del generador de inducción y por ende que se habilitaron dentro del relevador fueron las protecciones de sobre corriente y de distancia, esta última para poder detectar las fallas que se encuentren dentro de la zona de protección. Un esquema del sistema de prueba implementado se muestra en la figura 4.61. Las fallas que se aplicaron para verificar la operación correcta del relevador fueron trifásicas debido a la gran magnitud de corriente que se origina.

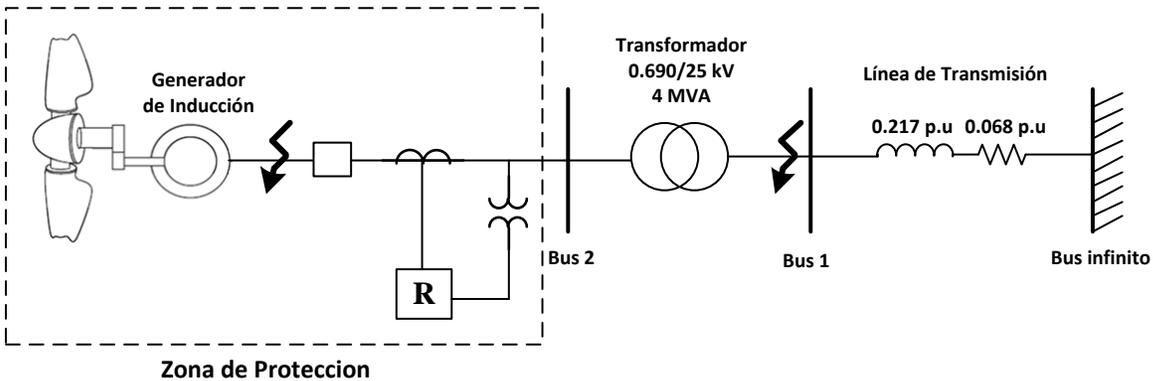


Figura 4. 61 Sistema de prueba para simulaciones en lazo cerrado.

4.5.2 Descripción del modelo desarrollado en Simulink para simulaciones en tiempo real

Entre los principales ajustes que se le realizaron al modelo para que se pueda ejecutar en tiempo real fue elegir un paso de integración de valor fijo, además este paso de integración se debe de crear como una variable global y precargar al modelo antes de su compilación. Asimismo el tiempo de simulación se establece como infinito. Las configuraciones restantes se presentan de manera detallada en la sección A.2 y A.3 del apéndice. Otro aspecto importante es la división del modelo en subsistemas ya que de no hacerlo el software RT-LAB no podrá compilarlo. Las características que se deben de tomar en cuenta para realizar esta división son mostradas en la sección A.4.

Tomando en cuenta estas consideraciones el modelo desarrollado fuera de línea mostrado en la figura 4.25 quedó dividido en dos subsistemas, un subsistema maestro y un subsistema consola, dentro de este último subsistema será posible seleccionar las características de la falla mientras la simulación se encuentre corriendo. Cabe destacar que al usar un subsistema maestro sin ningún esclavo la carga computacional se aloja solamente en un núcleo de procesamiento. En la figura 4.63 se muestra el modelo final en donde también se presentan bloques auxiliares como el Powergui y el bloque Model Initialization, los cuales contienen información acerca de las variables de los elementos involucrados en el modelo, además del método de solución del sistema y el paso de integración.

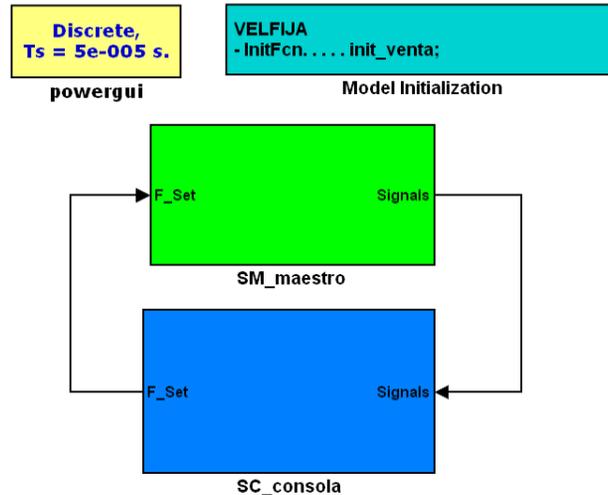


Figura 4. 62 Modelo de prueba agrupado en subsistemas.

La figura 4.63 presenta el contenido del subsistema maestro, donde se observa detalladamente la topología del modelo del sistema de prueba empleado y la distribución de las zonas que desempeñan diferentes funciones dentro del subsistema y cuyas funciones se describen a continuación:

La zona de color azul contiene los bloques que describen la dinámica del aerogenerador de velocidad fija.

El área sombreada de color amarillo aloja las mediciones de corrientes y voltajes de fase.

El área de color verde contiene la lógica de la generación de fallas para la verificación de la operación correcta del relevador.

La zona de color rojo representa la asignación de los canales analógicos de salida de las señales de corrientes y voltajes con su correspondiente escalamiento. También contiene la asignación de un canal analógico de entrada y un bloque auxiliar para grabar un segmento de la simulación, la descripción de estos bloques se realiza en la sección A.8 y A.9.

Finalmente la zona de color morado contiene la lógica de disparo y una fuente auxiliar de CD cuyo nivel de tensión es enviado a un canal analógico de salida, posteriormente las terminales de ese canal se conectaron en serie con el contacto del relevador para detectar el momento en el que el relevador envía la señal de disparo.

Modelado en Tiempo Real de Aerogeneradores de Inducción de Velocidad Fija
 Para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia

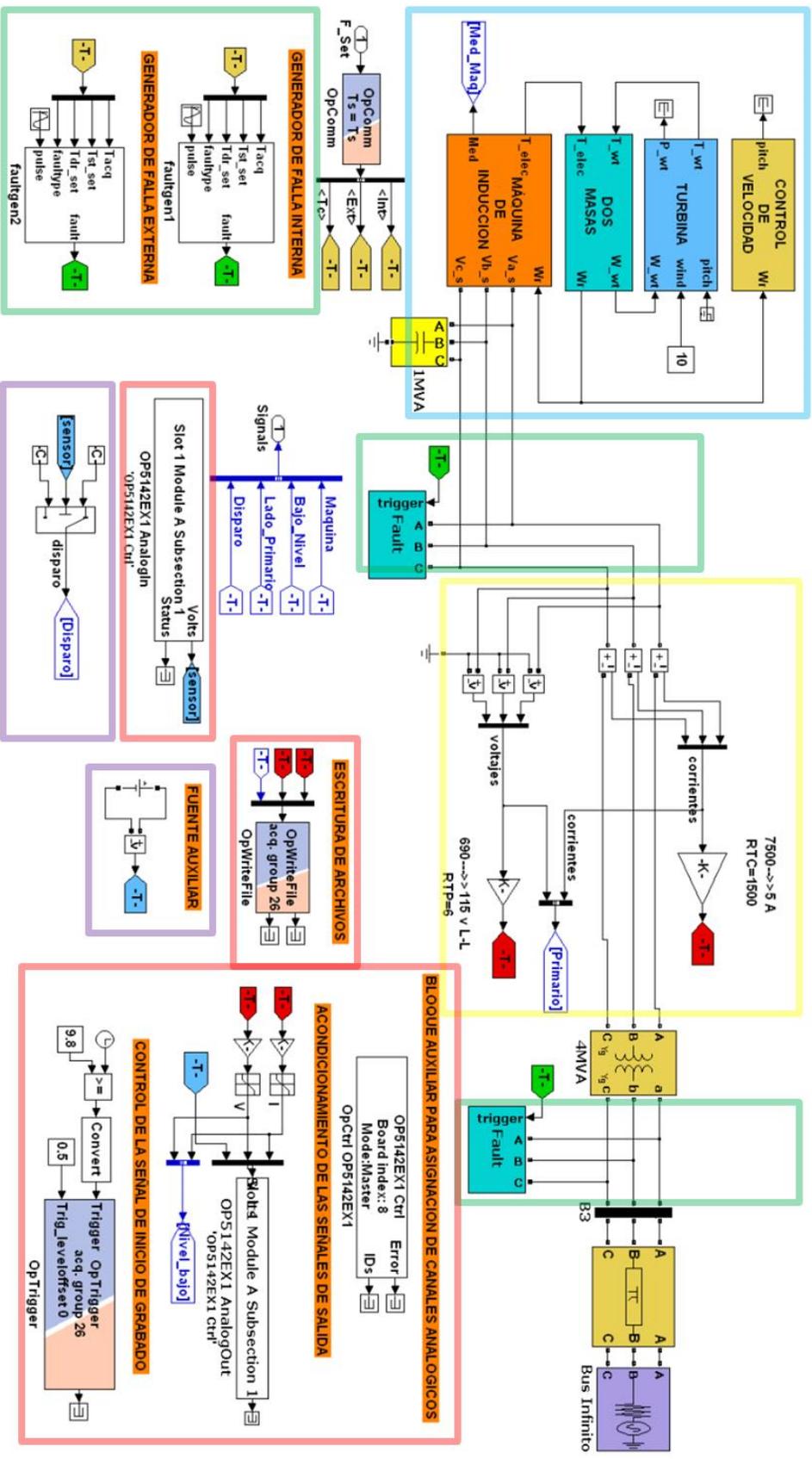


Figura 4. 63 Subsistema maestro.

La figura 4.64 presenta a detalle el contenido del subsistema de la consola. Este bloque contiene la configuración de los parámetros de las fallas que se desean simular así como un conjunto de osciloscopios para observar el comportamiento de las principales señales de importancia como lo son las corrientes, tensiones y disparo del relevador.

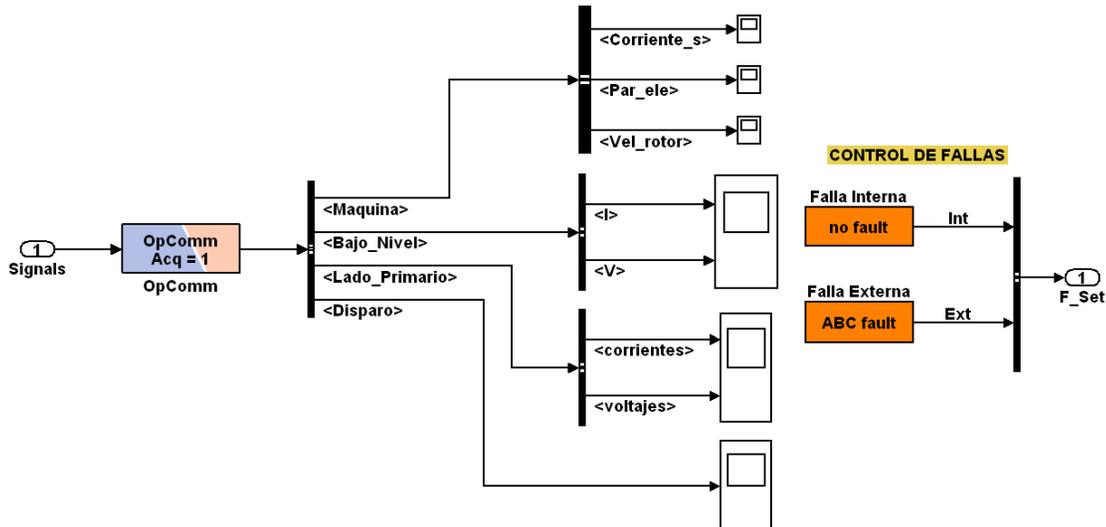


Figura 4. 64 Subsistema consola.

Un aspecto que se debe de tomar siempre en cuenta es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque “OpComm”, antes de ser utilizadas en cualquier operación asociadas con ellas. Este bloque no altera de ninguna forma las características de las señales que por este pasan y su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provienen de otros subsistemas. La forma de emplear este bloque es presentado en la sección A.7.

4.5.3 Desarrollo de las pruebas realizadas

Las pruebas realizadas con el simulador en tiempo real fueron en lazo cerrado empleando un relevador comercial para el sistema de prueba descrito en la sección 4.5.1., y que es ilustrado en las figuras 4.62 a 4.64. Las fallas que se aplicaron fueron fallas trifásicas las cuales permitieron verificar la operación correcta del relevador cuya zona de protección está delimitada por el aerogenerador y los TC's, la ubicación de las fallas dentro del modelo se aprecia en la zona sombreada de color verde de la figura 4.63. El generador se protegió mediante la función de sobre corriente de fase 50P y para poder determinar la ubicación de la falla se activó la protección de distancia 21. Es importante mencionar que no se realizó ninguna coordinación puesto que el objeto de estas pruebas es demostrar que el modelo desarrollado del aerogenerador es capaz de operar en tiempo real. Para realizar los ajustes necesarios del relevador se instaló el software AcSEerator Quickset®, el cual está diseñado para

poder enviar los ajustes de manera más simplificada al relevador y con ello evitar el ingreso de los datos desde el panel frontal del relevador.

La figura 4.65 muestra la conexión física del sistema de prueba en donde se logran apreciar los dispositivos necesarios para realizar las pruebas en lazo cerrado.

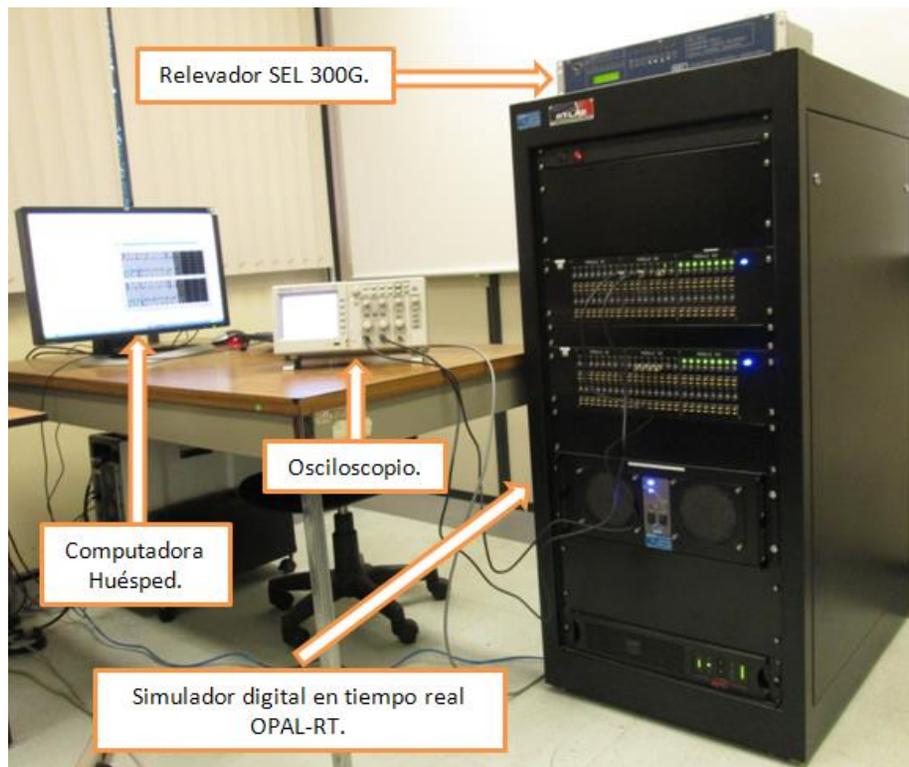


Figura 4. 65 Conexión física del sistema de prueba.

Dentro del subsistema maestro fue necesario asignar canales analógicos de salida para portar las corrientes y voltajes de fase hacia la entrada de los canales de señales de bajo nivel del relevador. También se asignó un canal analógico de entrada para poder ingresar a la simulación digital las señales de disparo del relevador. Las tablas 4.20 y 4.21 muestran los canales analógicos de salida y de entrada respectivamente que se asignaron dentro del modelo de la red de prueba.

Físicamente las conexiones entre el simulador en tiempo real y el relevador se realizaron mediante el uso de tarjetas auxiliares la primera concentra las señales de salida del simulador y posteriormente en la segunda tarjeta se acomodan conforme a la figura 4.60, esta última tarjeta se conecta con un cable plano el cual conduce las señales de bajo nivel provenientes del simulador al relevador. Finalmente se emplea una tercera tarjeta se emplea para conducir las señales de disparo provenientes del relevador al simulador digital. Estas conexiones son mostradas físicamente en la figura 4.66.

Tabla 4. 20 Asignación de canales analógicos de salida.

Numero de canal	Tipo de señal
Canal 0	Corriente A
Canal 1	Corriente B
Canal 2	Corriente C
Canal 3	Voltaje A
Canal 4	Voltaje B
Canal 5	Voltaje C
Canal 6	Fuente auxiliar de CD

Tabla 4. 21 Asignación de canales analógicos de entrada.

Numero de canal	Tipo de señal
Canal 0	Disparo del relevador

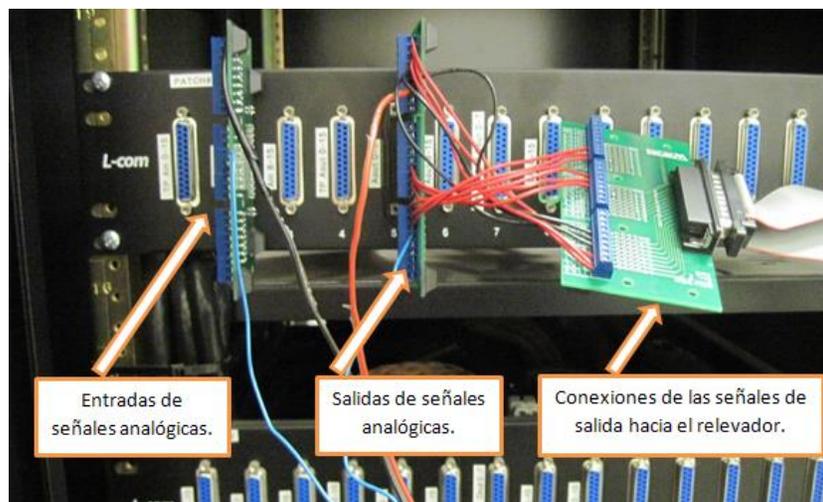


Figura 4. 66 Conexión de las tarjetas auxiliares en los canales analógicos de entrada y salida del simulador digital en tiempo real.

Al realizar todas estas conexiones y después seguir el procedimiento descrito en el apéndice fue posible realizar las simulaciones en lazo cerrado. Los resultados obtenidos para la falla ubicada dentro de la zona de protección son mostrados en la figura 4.67 en donde se presenta el oscilograma de la falla trifásica el cual presenta las corrientes de fase y la señal enviada por el relevador. Cabe mencionar que estas señales son las lecturas obtenidas en el secundario de los transformadores de corriente, los cuales se consideraron ideales debido a que no se incluyó el efecto de saturación. Como se logra apreciar debido a que la única resistencia que se opone a la corriente de falla es la resistencia interna del generador la magnitud de corriente medida por el relevador hace que actué de forma correcta el relevador cuyo tiempo de operación es de aproximadamente de dos ciclos.

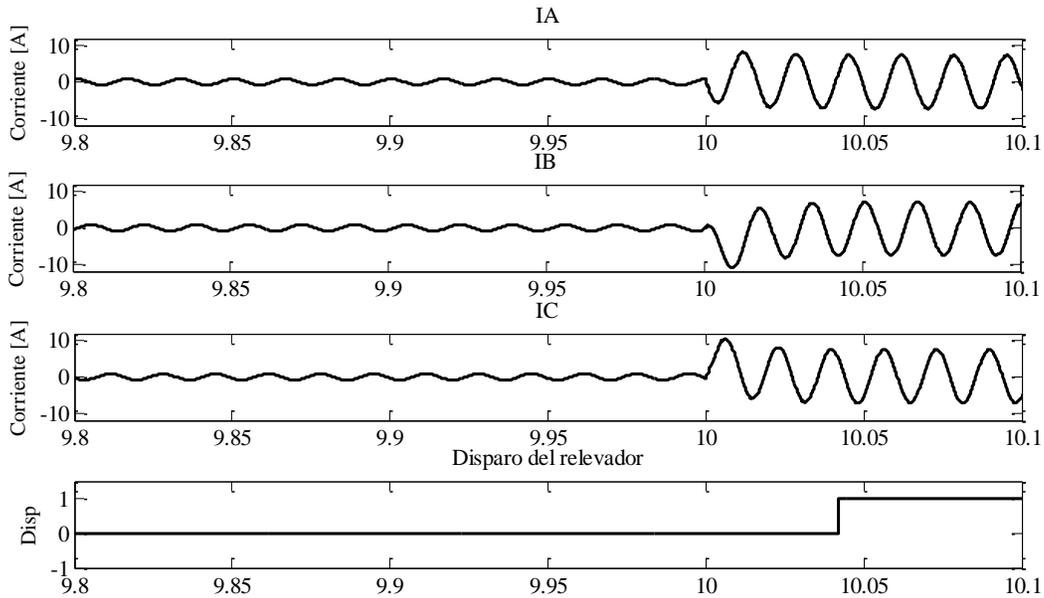


Figura 4. 67 Oscilograma para falla trifásica dentro de la zona de protección.

Cuando se aplica una falla fuera de la zona de protección también se obtiene una operación correcta, ya que el relevador detecta una sobre corriente sin embargo no envía ningún disparo debido a que la protección de distancia restringe la operación esto es a causa de que la resistencia que se opone a la corriente de falla considera la resistencia del generador y la del transformador. El oscilograma de esta falla es mostrado en la figura 4.68 en donde se aprecia que efectivamente el relevador no opera ante esta falla.

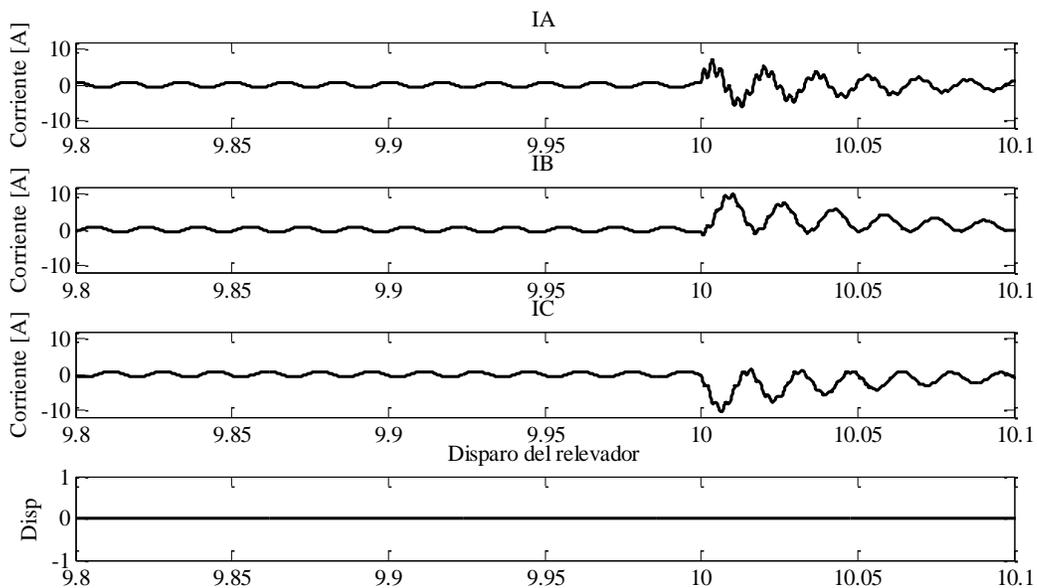


Figura 4. 68 Oscilograma para falla trifásica fuera de la zona de protección.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha logrado cumplir exitosamente el objetivo inicial, al desarrollar un modelo detallado de los aerogeneradores de inducción de velocidad fija que puede ser empleado en simulaciones de tiempo real. Además, debido a que el simulador OPAL-RT permite la creación de sus modelos en el lenguaje SIMULINK® de MATLAB®, el modelo del aerogenerador puede ser empleado en simulaciones digitales fuera de línea.

Durante el desarrollo del presente trabajo se han realizado una serie de simulaciones que proporcionaron resultados que permiten llegar a las siguientes conclusiones:

- El arrancador es un componente auxiliar dentro de los aerogeneradores de inducción el cual es empleado solo durante la conexión del aerogenerador. Durante este proceso las corrientes de arranque son limitadas al variar el ciclo útil del voltaje, este hecho permite la reducción del par; evitando con ello el desgaste en el sistema mecánico y por ende la aparición de fallas mecánicas, sin embargo las señales de corrientes resultantes sufren distorsión armónica.
- Los modelos del sistema mecánico de dos y tres masas desarrollados permiten obtener una respuesta dinámica mucho más realista que al emplear el modelo de una masa o concentrado. Se observó que durante una secuencia de viento la diferencia entre estos modelos no es tan marcada como cuando se aplican disturbios grandes como fallas trifásicas. Sin embargo, debido a la dificultad en la obtención de los datos, el modelo de dos masas resulta ser el ideal debido a que éste representa de forma adecuada los transitorios mecánicos en el modelo del aerogenerador de velocidad fija.
- El control de velocidad de los aerogeneradores de velocidad fija representa un componente de suma importancia dentro de estos aerogeneradores debido a que éste permite que la velocidad de rotación del rotor del generador de

inducción se mantenga dentro del rango permisible ante velocidades de viento alto, de lo contrario la máquina se desengancha del sistema debido a que esta empieza a operar a otra frecuencia muy diferente a la del sistema y se desconecta eléctricamente.

- En estudios de estabilidad es una práctica común no tomar en cuenta la variación de la velocidad del viento por lo que el par mecánico con el que se realizan las simulaciones es de valor constante. Además el control de velocidad se omite debido a que se asume que la velocidad de operación de este elemento resulta ser lenta y el intervalo de tiempo no es suficiente para su operación. Sin embargo, al realizar las simulaciones, se observó que la dinámica del viento influye de manera considerable durante el periodo de post falla y que el control de velocidad, al detectar un incremento en la velocidad del rotor a causa de la falla, entra en operación ayudando a la estabilidad del sistema cuando el controlador es solamente proporcional.
- Una de las ventajas al haber desarrollado el modelo del aerogenerador de velocidad fija mediante el programa de SIMULINK® de MATLAB®, es que permite emplear el simulador digital en tiempo real Opal RT-LAB® mediante simulaciones del tipo Hardware en lazo cerrado, lo que permite la evaluación de equipos de protección y/o de control. Esto se pudo comprobar al realizar la simulación en tiempo real de un sistema en el que se conectaba al simulador OPAL-RT un relevador de sobrecorriente SEL 300G. Se pudo comprobar que el relevador operó correctamente al aplicar la falla en su zona de protección.

5.2 APORTACIONES DE LA TESIS

Las aportaciones principales de la tesis son:

- El modelo dinámico del aerogenerador de velocidad fija desarrollado en esta tesis permite la realización de simulaciones en tiempo real en lazo cerrado con dispositivos físicos al usar el simulador digital OPAL-RT®.
- Se desarrollaron o adaptaron modelos de todos los componentes principales del aerogenerador de inducción de velocidad fija, los cuales se describen tanto matemáticamente como en el bloque respectivo de SIMULINK®. Estos modelos fueron probados en simulaciones digitales fuera de línea y en una simulación en tiempo real.
- El modelo desarrollado permite la realización más realista de simulaciones considerando la dinámica del viento, y el efecto de los controles, lo que ofrece resultados más objetivos. Por ejemplo, con el modelo se pueden realizar

estudios de estabilidad considerando el efecto del viento y la respuesta del control de velocidad ante fallas trifásicas aplicadas en las terminales del aerogenerador. También se pudo evaluar el efecto del modelado del sistema mecánico del rotor y del arrancador electrónico.

- Aunque el modelo desarrollado fue probado principalmente en sistemas de potencia tipo máquina-bus infinito, no está limitado a este tipo de sistemas, sino que puede ser empleado en sistemas de potencia multimáquinas. El uso de un sistema de tipo máquina-bus infinito se debió a que se verificó en esta etapa el desempeño de los componentes principales del aerogenerador.
- Se presentan las principales características que debe cubrir un modelo creado en SIMULINK® de MATLAB® para poder ser compilado por el software RT-LAB y a su vez ejecutado en tiempo real dentro del simulador digital OPAL-RT.

5.3 TRABAJOS FUTUROS

Los siguientes trabajos futuros se recomiendan para mejorar los resultados obtenidos y/o continuar con esta línea de investigación:

- Realizar estudios de estabilidad implementando valores reales de sistemas interconectados para evaluar el desempeño del modelo y, de ser posible, validar los resultados obtenidos con mediciones.
- Realizar esquemas de protección para aerogeneradores de velocidad fija empleando relevadores comerciales o desarrollar algoritmos de protección para realizar pruebas en lazo cerrado en tiempo real.
- Habilitar las entradas de voltaje en las terminales del rotor en el modelo desarrollado de la máquina de inducción y desarrollar la lógica de control de los convertidores lado rotor y lado red para implementar modelos de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.
- Desarrollar los modelos de los convertidores electrónicos y sus controles para poder simular aerogeneradores conectados a la red por un convertidor de capacidad nominal.
- Realizar comparaciones entre aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable para mostrar las ventajas que este último ofrece sobre el aerogenerador de velocidad fija.

- Realizar estudios de otros tipos de problemas al tener disponibles los modelos de la mayoría de los generadores eólicos como son estudios de calidad de la energía, estudios de problemas mecánicos en las flechas del rotor, etc.

REFERENCIAS

- [AAE, 2013] Agencia Andaluza de la Energía. *Energía Eólica Guía Técnica*. Agosto, 2013.
- [Ackermann, 2005] T. Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2005.
- [Akhmatov, 2003] V. Akhmatov. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tesis para obtener el grado de Doctor, Technical University of Denmark, Dinamarca, Abril, 2003.
- [Akhmatov, 2005] V. Akhmatov. *Induction Generators for Wind Power*. Multi-Science Publishing Company, 2005
- [Álvarez, 2012] M. A. Álvarez. *Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Enero 2012.
- [AMDEE, 2013] Asociación Mexicana de Energía Eólica, 2013. Disponible en línea en el portal: <http://www.amdee.org>.
- [Anaya et al., 2009] O. Anaya, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes. *Wind Energy Generation Modelling and Control*. John Wiley & Sons, 2009.
- [Anaya, 2012] L. Anaya. *Planeación de la Red de Transmisión para Centrales Eoloeléctricas*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Marzo 2012.
- [AWEA, 2013] American Wind Energy Association, 2013. Disponible en línea en el portal: <http://www.awea.org>
- [Badelt et al., 1997] T. Badelt, M. Claus, P. Forsyth and T. Maguire. “Advanced Hybrid Testing in FACTS Environment using a Real Time Digital Simulator” *Late Submissions to ICDS'97*, Montreal, Canada, May, 1997.
- [Batista, 2000] H. de Batista. *Control de la Calidad de Potencia en Sistemas de Conversión de Energía Eólica*. Tesis para obtener el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de la Plata, Septiembre del 2000.
- [Blaabjerg and Chen, 2006] F. Blaabjerg and Z. Chen. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. Morgan & Claypool, 2006
- [Brandt et al., 1991] D. Brandt, R. Wachal, R. Valiquette and R. Wierckx. “Closed Loop Testing of a Joint Var Controller Using a Digital Real-Time Simulator” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No.3, pp. 1140-1146. Aug. 1991.
- [Celik, 2003] A. N. Celik “Energy Output Estimation for Small-Scale Wind power Generators Using Weibull-Representative Wind Data ” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 91, Issue 5, pp. 693-707, April, 2003.

- [CER, 2011] Centro de Energías Renovables, 2011, Disponible en línea en el portal: <http://cer.gob.cl>
- [CFE, 2011] Comisión Federal de Electricidad. Reglas General de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. Diciembre, 2011.
- [CIGRE, 2006] CIGRE Working Group C1.3. Electric Power System Planning with the Uncertainty of Wind Generation CIGRE No. 293, April, 2007.
- [CIGRE, 2007] CIGRE Working Group C.4.601. Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance. CIGRE No. 328, August, 2007.
- [Claus et al., 1997] M. Claus, T. Badelt, S. Boshoff, P. Davel, P. Forsyth and T. Maguire. "Advanced SVC Testing using a Real Time Digital Simulator" *ICDS'97*, pp. 265-270. Montreal, Canada, May, 1997.
- [Dirks et al., 1995] E. N. Dirks, P. G. McLaren, R. P. Jayasinghe, G. W. Swift and Z. Zhang "Using a Real Time Digital Simulator to Develop an Accurate Model of a Digital Relay" *ICDS '95*, pp. 173-178. College Station Texas, USA. April, 1995.
- [Duchen et al., 1995] H. Duchen. M. Lagerkvist, R. Kuffel and R. P. Wierckx. "HVDC Simulation and Control System Testing Using a Real-Time Digital Simulator (RTDS)" *ICDS'95*, pp. 213-218. College Station Texas, USA. April, 1995.
- [Ellison, 1964] A. J. Ellison. "Introduction to General Theory of Electrical Machines into University Courses" *Proceedings IEEE*. Vol. 111, No 7, pp. 1359-1368, July, 1964
- [Ellison, 1967] A. J. Ellison. *Generalized Electric Machines*. George G. Harrap & Co., 1967
- [Energías Renovables, 2012] Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica, Octubre 2012, Disponible en línea en el portal: <http://www.energias4e.com/noticia.php?id=1430>
- [Energías Renovadas, 2012] D. Sanz, Energías Renovadas, Noviembre 2012, Disponible en línea en el portal: <http://energiasrenovadas.com/componentes-de-un-aerogenerador>
- [Estanquero et al., 2007] A. I. Estanquero, J. O. Tande and J. A. Peas "Assessment of Power Quality Characteristics of Wind Farms" *Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-4, Tampa, FL, June 24-28, 2007.
- [Euskadi, 2011] Resumen del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en línea en el portal: http://www.stopco2euskadi.net/documentos/Protocolo_Kyoto.pdf
- [EWEA, 2012] The European Wind Energy Association, 2012. Disponible en línea en el portal: <http://www.ewea.org/statistics>
- [Fox et al., 2007] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson, O. Anaya-Lara. *Wind Power Integration Connection and System Operational Aspects*. The Institution of Engineering and Technology Series 50, 2007.
- [Gallegos, 1998] J. Gallegos. *Evaluación de los Beneficios de Desarrollar la Central Eoloeléctrica La Venta*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Octubre 1998.
- [Ghosh and Prelas, 2011] T. K. Ghosh and M. A. Prelas. *Energy Resources and Systems. Volume 2: Renewable Resources*. Springer, 2011

- [Giesbrecht et al., 1997] W. J. Giesbrecht, X. Jiang and G. Mazur. "Model Development of an Actual HVdc Control for the RTDS Simulator" *Late Submissions to ICDS '97*, Montreal, Canada. May, 1997.
- [González, 2005] I. González. *Control Neuronal de un Generador de Inducción para Generación Eólica*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Junio 2005
- [GWEC, 2013] Global Wind Energy Council, 2013. Disponible en línea en el portal: <http://www.gwec.net>
- [Hansen et al., 2001] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Biendner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen. *Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, December 2001.
- [Hau, 2006] E. Hau. *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2006, segunda edición
- [Hazen et al., 1930] H. L. Hazen, O. R. Schurig and M. F. Gardner. "The M.I.T. Network Analyzer Design and Application to Power System Problems" *Presented at the North Eastern District Meeting of the A.I.E.E.*, Springfield, Mass., May 7-10, 1930.
- [Heier, 2006] S. Heier. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons, 2006, Second Edition.
- [Hinrichsen and Nolan, 1982] E. N. Hinrichsen and P. J. Nolan. "Dynamics and Stability of Wind Turbine Generators" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. 101, No 8, pp. 2640-2648, July, 1982
- [Holdsworth, 2003] L. Holdsworth, X. G. Wu, J. B. Ekanayake and N. Jenkins. "Comparison of Fixed Speed and Double-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances", *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 3, May, 2003.
- [Iov et al., 2004] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen, F. Blaabjerg. *Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink General Overview and Description of the Models*. Alborg University, March 2004
- [Ishijara, 2010] M. Ishijara. *Modelos Simplificados de Aerogeneradores de Inducción para Estudios de Estabilidad a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Noviembre 2010.
- [Kim et al., 2000] T-K Kim, S-T Cha, Y-B, Yoon, J-B Choo, D. Wierckx, T. Maguire, and R. Kuffel. "Power System Analysis Using the Real Time Digital Simulator" *ICEE2K*, Kitakyushu, Japan. July, 2000.
- [Kimbark, 1948] E. Wilson Kimbark. *Power System Stability Volume I Elements of Stability Calculations*. John Wiley & Sons, 1948
- [Krause et al., 2002] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. John Wiley & Sons, 2002.
- [Kuffel et al., 1995] R. Kuffel, P. McLaren M. Yalla and X. Wang. "Testing of the Beckwith Electric M-0430 Multifunction Relay Using Real Time Digital Simulator (RTDS)" *ICDS '95*. pp. 49-54. College Station Texas, USA. April, 1995.
- [Kuffel et al., 1998] R. Kuffel, P. Forsyth, H. Meiklejohn and J. Holmes. "Batch Mode Operating Software for Relay Test Applications of the RTDS Simulator" *EMPD '98*, pp. 356-361. Singapore. March, 1998.

- [Kuffel et al., 1999] R. Kuffel, T. Maguire and R. Wierckx. "Overview & Comparison of Power System Analysis and Study Tools" *IERE Workshop*, pp. 63-69. Taejon, Korea. September 1999.
- [Lainformación, 2012] D. Civantos., La Información, Septiembre 2011, Disponible en línea en el portal: <http://blogs.lainformacion.com/futuretech/2011/09/07/aspas-turbina>
- [Larson, 1996] A. Larson "Voltaje and Frecuency Variations on Autonomous Grids: A Comparison of Two Different Wind-Diesel Systems", *Proceedings of the European Union Wind Energy Conference*, pp. 317-320, Göteborg, Suecia, 1996.
- [Larson, 1997] A. Larson *Grid Interaction and Power Quality of Wind Turbine Generator Systems*, Technical Report No. 265L, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suecia, 1997.
- [Lázaro, 2005] M. Lázaro. *Análisis de Estabilidad ante Pequeños Disturbios de los Generadores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Enero 2005.
- [Li et al., 2006] H. Li, Z. Chen, and L. Han "Comparison and Evaluation of Induction Generator Model in Wind Turbine Systems for Transient Stability of Power System" *International Conference on Power System Technology*., July, 2006.
- [Manwell et al., 2002] J. F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers. *Wind Energy Explained Theory, Desing and Application*. John Wiley & Sons, 2002.
- [McLaren et al., 1992] P. G. McLaren, R. Kuffel, R. Wierckx, J. Giesbrecht and L. Arendt. "A Real Time Digital Simulator For Testing Relays" *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No.1, pp. 207-213. Jan. 1992.
- [McLaren et al., 1993] P.G. McLaren, R. Kuffel, A. Castro, D. Fedirchuk, S. Innes and K. Mustaphi "On Site Relay Transient Testing for a Series Compensation Upgrade" *Presented at IEEE-PES Summer Meeting*. Vancouver British Columbia, Canada. July, 1993.
- [McLaren et al., 1995] P.G. McLaren, R. Kuffel, J. Giesbrecht, W. Keerthipala "On Site Transient Testing for a Series Compensation Upgrade" *ICDS '95*, pp. 335-340. College Station Texas, USA. April, 1995.
- [McLaren et al., 2001] P. G McLaren, P. Forsyth, A. Perks and P. R. Bishop. "New Simulation Tools for Power Systems" *IEEE T&D Conference & Exposition 2001*, Vol. 1 pp. 91-96. Atlanta, USA. November, 2001.
- [MTOI, 2013] MOTOI, High Tech in wind Energy Generation, 2013. Disponible en línea en el portal: <http://www.mtoi.es/index.aspx>
- [Muljadi and Gevorgian, 2011] E. Muljadi and V. Gevorgian "Short-Circuit Modeling of a Wind Power Plant" *Power and Energy Society General Meeting, IEEE 2011*, pp. 1-9, San Diego, CA, 24-29 July, 2011.
- [Muljadi et al., 2005] E. Muljadi, C.P Butterfield, J. Conto and K. Donoho "ERCOT's Dynamic Model of Wind Turbine Generators", *Wind Power 2005*., Denver, Colorado, May 15-18, 2005.
- [Muljadi et al., 2010] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, J. Li and S. Pasupulati "Short Circuit Current Contribution for Different Wind Turbine Generator Types" *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, Minneapolis, MN, 25-29 July, 2010.
- [Muljadi, 2008] E. Muljadi "WECC Wind Generator Modeling", *Transmission Research Program Colloquium*., Sacramento, California, September, 2008.

- [Muyeen et al., 2007] S. M. Muyeen, A. Hasan, T. Murata, Y Tomaki, A Sakahara and E. Sasano “Comparaitive Study on Transient Stability Analysis of Wind Turbine Generator System Using Different Drive Train Models”, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 1, No. 2, June, 2007.
- [Muyeen et al., 2013] S. M. Muyeen, A. Al-Durra and H. M. Hasaien. *Modeling and Control Aspects of Wind Power Systrems*. InTech Design Team, 2013
- [Navarro, 2006] R. F. Navarro. *Utilización de las Plantas Eoloeléctricas en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Electricista, Instituto Politécnico Nacional, ESIME-Zacatenco, 14 de Septiembre del 2006.
- [Nichita et al., 2002] Cristian Nichita, Dragos Luca, Brayima Dakyo and Emil Ceanga. “Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators”, *IEEE Transsaactions on Energy Conversion*, Vol. 17, no. 4, December, 2002
- [OPAL-RT, 2013] OPAL-RT TECHNOLOGIES, 2013. Disponible en línea en el portal: [http:// www.opal-rt.com](http://www.opal-rt.com)
- [Pallabazzer, 2004] R. Pallabazzer “Previsonal Estimation of the Energy Output of Wind Generators ” *Renewable Energy*, Vol. 29, Issue 3, pp. 413-420, March, 2004.
- [Panofsky and Dutton, 1984] H.A. Panofsky, J.A. Dutton. *Atmospheric Turbulence; Models and Methods for Engineering Applications*. John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [Perdana and Persson, 2004] A. Perdana and J. Persson. “Dynamic Response of Grid-Connected Wind Turbine with Double Fed Induction Generator during Disturbances”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2004.
- [Perdana, 2006] A. Perdana. *Wind Turbine Models for Power System Satbility Studies*. Tesis para obtener el grado de Licenciatura, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2006.
- [Perdana, 2008] A. Perdana. *Dynamic Models of Wind Turbines a Contribution Towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*. Tesis para obtener el grado de Dortor, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008.
- [Rosas, 2012] G. Rosas. *OPAL-RT Training Sides*. Presentación en clase 2012.
- [Ruiz and Olguín, 1995] D. Ruiz, D. Olguín. *Modelos Matematicos de la Máquina de Induccion para Estudios de Flujos de Potencia y Estabilidad a Grandes Disturbios*. Reporte Interno No. SEPI-IE95-04, ESIME México D.F., Abril, 1995.
- [Ruiz et al., 2002] D. Ruiz, T. I. Asiaín, D. Olguín. “An Approach to the Initialization of Dynamic Induction Motor Models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, Agosto, 2002.
- [Salman and Teo, 2003] Salman K. Salman and Anita L. J. Teo. “Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generador”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- [Samaan et al., 2008] N. Samaan, R. Zavadil, J. C. Smith and J. Conto “Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Anaysis in the Transmission Network ” *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1-7, Chicago, IL, 21-24 April, 2008.
- [Santos, 1999] E. Santos. *Interacción del Generador de Inducción con un Sistema Eléctrico de Potencia*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Marzo 1999.
- [SEL, 2013] Disponible en línea en el portal: <http://www.selinc.com.mx>

- [Slootweg, 2003] J. G. Slootweg. *Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Tesis para obtener el grado de Doctor, Technishe Universiteit Delft, Diciembre, 2003.
- [Sørensen et al., 2001] P. Sørensen, A Hansen, P. Rosas. “Wind Models for Prediction of Power Fluctuations from Wind Farms” *Journal of Wind Engineering, Proceedings the Fith Asia-Pacific Conference on Wind Engineering (APCWEV) Kyoto, Japan, 2001*.
- [Suárez, 2010] P. Suárez. *Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Septiembre 2010.
- [Swift et al., 1997] G. W. Swift, P. G. McLaren, E. N. Dirks, R. P. Jayasinghe, and I. Fernando. “Comparisons of Relay Transient Test Results Using Various Testing Technologies” *ICDS '97*, pp. 57-62. Montreal, Canada. May, 1997.
- [Teodorescu et al., 2011] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodríguez. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- [Trudnowski et al., 2004] D.J Trudnowski, A. Gentile, J. M. Khan and E. M. Petriz. “Fixed-Speed Wind – Generator and Wind-Park Modeling for Transient Stability Studies” *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 19, No 4, November, 2004.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Vázquez, 2007] R. Vázquez. *Simulación de un Generador de Inducción Aislado con Carga Monofásica*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Mayo 2007
- [Vega, 2005] A. Vega. *Análisis de Pérdidas y Confiabilidad en la Red Colectora de una Central Eoloeléctrica*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Diciembre 2004.
- [Venikov, 1969] V. A. Venikov. *Theory of Similarity and Simulation with Applications to Problems in Electrical Power Engineering*. Macdonald Technical and Scientific, 1969
- [VozdeRusia, 2012] La voz de Rusia, diciembre 2012. Disponible en línea en el portal:http://spanish.ruvr.ru/2012_12_07/Protocolo-de-Kioto-conferencia-ONU-ecologia
- [Walling and Reichard, 2009] R. A. Walling and M.L Reichard “Short Circuit Behavior of Wind Turbine Generators” *Protective Relay Engineers, 62nd Annual Conference 2009*, pp. 492-502, Austin, TX, March 30 – April 2, 2009.
- [Wang et al., 1993] X. Wang, J. Giesbrecht, D. Woodford, L. Anrendt, R. Wierckx and R. Kuffel. “Enhanced Performance of a Conventional HVDC Analogue Simulator with a Real-Time Digital Simulator” *Power Systems Computation Conference (PSCC11)*. Vol. 1, pp. 663-669. Avignon, France. August, 1993.
- [Wasynczuk et al., 1981] O. Wasynczuk, D. T. Man, J. P. Sullivan “Dinamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators During Random Wind Fluctuations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 6, June, 1981.
- [Wierckx et al., 1993] R.P. Wierckx, W. J. Giesbrecht, R. Kuffel, X. Wang G.B. Mazur, M.A. Weekes and A.M. Gole. “Validation of a Fully Digital Real-Time Electromagnetic Transients Simulator for HVDC System & Controls Studies” *Athens Powertech (APT'93)*. Vol. 2, pp. 751-759. Athens, Greece. September, 1993.

- [Wierckx et al., 1997] R. P. Wierckx, Ming Yu and P. A. Forsyth. "Control System Modelling Using the Real-Time Digital Simulator" *ICDS '97*, pp. 192-202. Montreal, Canada. May, 1997.
- [Wierckx, 1992] R. P. Wierckx. "Fully Digital Real-Time Electromagnetic Transients Simulator" *IERE International Electric Research Exchange, Workshop on New Issues in Power System Simulation*, pp. 218-228. Caen, France. March 1992.
- [WPD, 2006] Illustrated History of Wind Power Development. Disponible en línea en el portal:http://spanish.ruvr.ru/2012_12_07/Protocolo-de-Kioto-conferencia-ONU-ecologia
- [Yong et al., 1999] R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R. P Wierckx and P. McLaren. "RTDS – A Fully Digital Power System Simulator Operating in Real Time" *ICDS '95*, pp. 19-24. College Station Texas, USA. April, 1995.
- [Yong et al., 1999] Yong Beum Yoon, Gilso Jang, Seung Tae Cha, Jin Lee, Wook Kim, R. Kuffel and R. Wierckx. "Overview of the Development and Installation of KEPCO Enhanced Power System Simulator" *ICDS '99*. Session VII. Vasteras, Sweden. May, 1999.

APÉNDICE:

PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR SIMULACIONES CON EL EQUIPO OPAL-RT

En esta sección se muestran las características que debe cumplir un modelo matemático creado en SIMULINK® de MATLAB®, además del procedimiento a seguir para que dicho modelo pueda ser compilado y cargado en el simulador en tiempo real de OPAL-RT Technologies.

A.1 CREACIÓN DEL MODELO DEL CASO DE ESTUDIO

Un caso de estudio fácil de implementar para familiarizarse con el uso del software del simulador, es el desarrollo del modelo de un generador de inducción, del cual se pretende observar su dinámica cuando entra en operación. El modelo de la máquina se realiza en p.u. implementado el marco de referencia dq0, el cual gira a la velocidad angular que se tiene en las terminales de la máquina.

El primer paso a seguir es el modelado y la creación del caso base en Simulink haciendo uso de los bloques existentes dentro de la biblioteca principal. Cabe destacar que el software del fabricante RT LAB Suite instala una biblioteca especial llamada "Artemis"; la cual contiene bloques de modelos de sistemas eléctricos de potencia equivalentes a los ya existentes en la biblioteca "SimPowerSystems" pero modificados para ser ejecutados en tiempo real por el simulador. También instala otras bibliotecas de funciones para uso específico con el simulador digital las cuales permiten ejecutar los modelos desarrollados en tiempo real e interactuar con señales generadas en el simulador a través de los canales analógico/digitales con los que cuenta el equipo.

El sistema a estudiar se presenta en la figura A.1, en esta figura se puede observar que el modelo desarrollado está dividido en dos subsistemas; dentro del subsistema "Maquina_induccion" se resuelve el sistema de ecuaciones diferenciales de los enlaces de flujo de la máquina de inducción, además de las ecuaciones algebraicas de corrientes, el par eléctrico y deslizamiento. Este subsistema necesita como entradas el voltaje del estator, voltaje del rotor y velocidad angular del nodo al que están conectadas las terminales de la máquina.

Dentro del subsistema "Ec_Oscilacion" se resuelve la ecuación diferencial electromecánica, la cual necesita como entradas el par eléctrico proveniente del primer subsistema y el valor del par mecánico para obtener la velocidad del rotor.

Debido a que se simulará un generador de inducción jaula de ardilla el voltaje del rotor será igual a cero. Los parámetros corresponden a una máquina de 50 hp tomados de [Krause et al., 2002], los cuales se establecen en cada subsistema mediante el uso de máscaras.

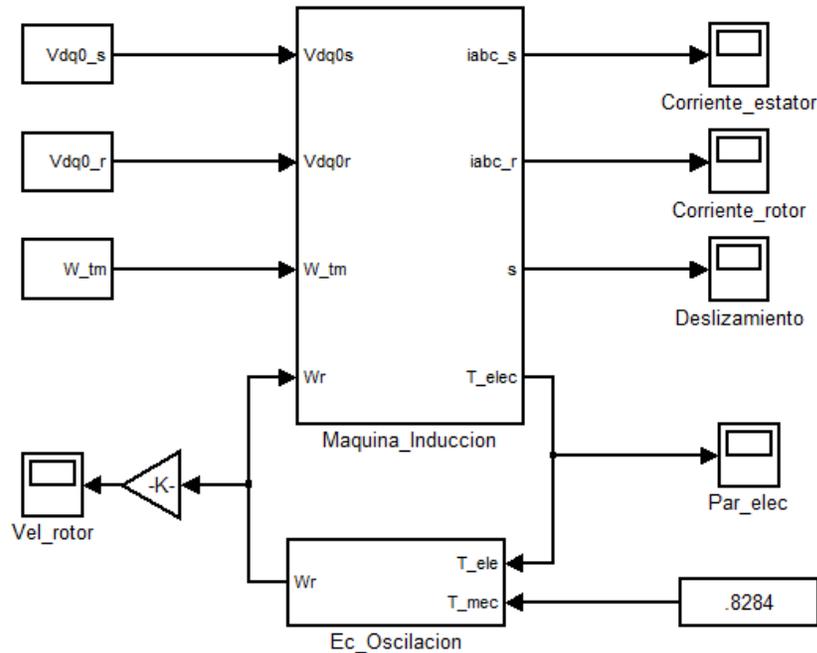


Figura A. 1 Modelo del caso de estudio.

A.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS

Para poder simular un modelo en tiempo real es necesario realizar algunos cambios en la configuración del caso creado. Dentro de las configuraciones más importantes destacan la de seleccionar un paso de integración fijo y un tiempo de simulación infinito. A continuación se describe el procedimiento para realizar éstas y otras configuraciones necesarias.

Dentro del caso ir a la pestaña simulación y seleccione configuración de parámetros. En esta ventana el tiempo final de simulación se cambia a infinito ("inf"), en opciones de solución se elige un paso fijo y el tiempo fundamental de muestreo se deja como una variable global designada con "Ts", se recomienda colocar esta variable (para poder manipular el paso de integración en todos los bloques donde se pide el paso de integración) en un archivo externo del tipo *.m que maneja MATLAB®, o bien ingresar un valor numérico cada vez que se requiera el valor del paso de integración sin embargo, esta última opción tiene la desventaja que al modificar el valor del paso de integración se deberá cambiar también sin falta en todos los bloques donde se requiera dicho valor. Dicha configuración se muestra en la A.2.

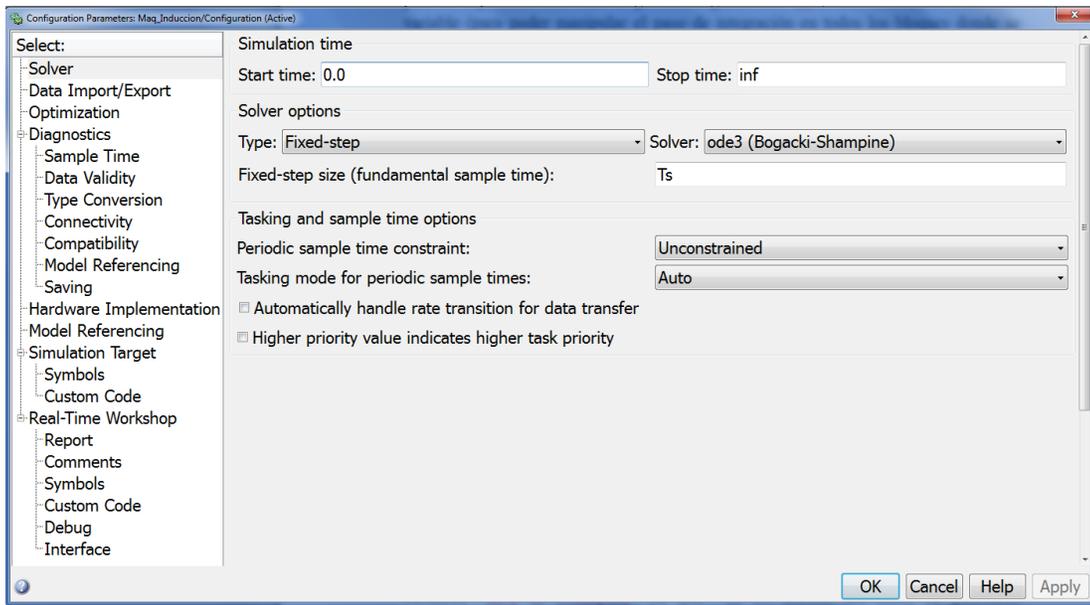


Figura A. 2 Configuración de parámetros.

Enseguida seleccione “Data Import /Export” y deshabilite todas las opciones dentro del submenú “savetoworkspace” ya que de no hacerlo los datos se guardarán automáticamente en el espacio de trabajo de Matlab, lo cual puede causar problemas de baja memoria virtual. Esto se muestra en la figura A.3

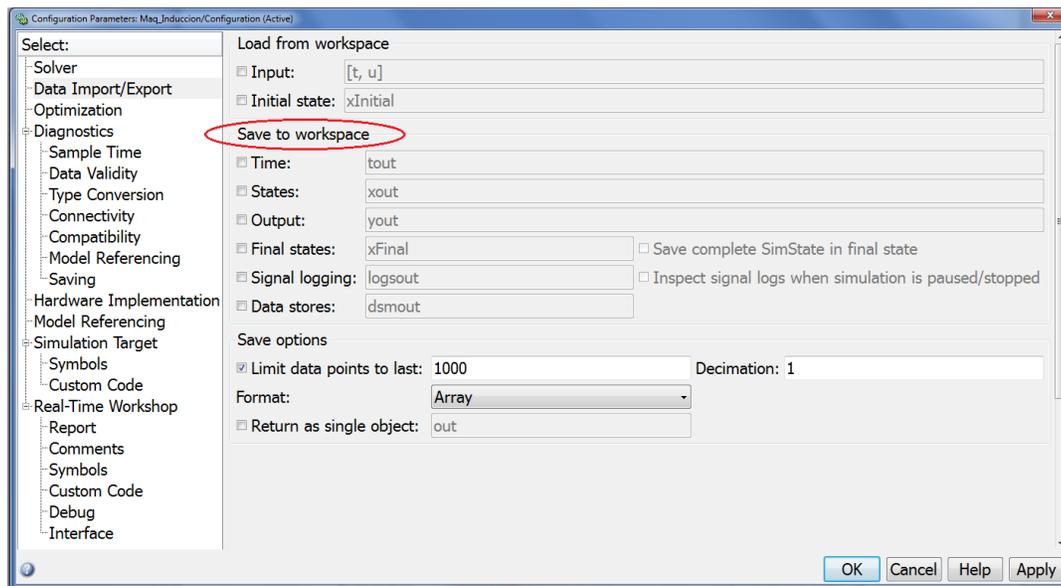


Figura A. 3 Ventana “DataImport/Export”.

Ahora dentro de la misma ventana de configuración de parámetros seleccione “Optimization” y deshabilite las funciones encerradas por las elipses rojas de la figura A.4. Esto se hace con el fin de tener acceso a todas las señales dentro de la simulación.

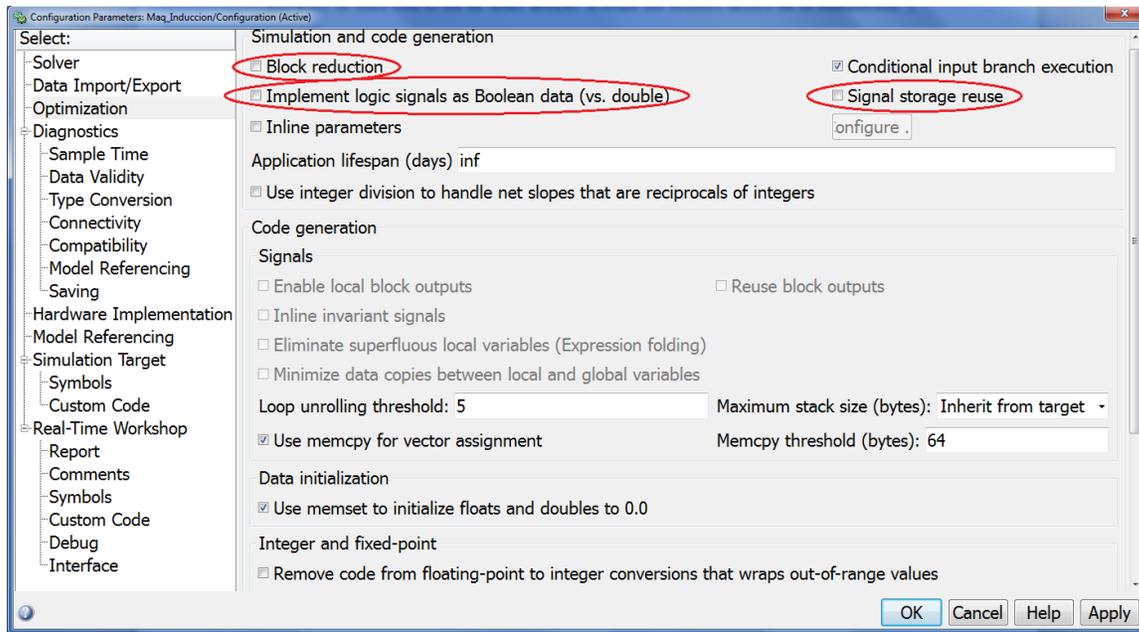


Figura A. 4 Ventana "Optimization".

A.3 CREACIÓN DE VARIABLES GLOBALES Y PRECARGA

La creación de variables globales y su precarga es de gran ayuda, ya que como se mencionó anteriormente con ello se evita colocar dicho valor en cada bloque del modelo que lo requiera. Dentro de una simulación en tiempo real, el tiempo de muestreo es una variable que se prefiere del tipo global; es por ello que a continuación se presenta la manera de crearla y los pasos para precargarla dentro del modelo.

Dentro de un "script" se le asigna a la variable "Ts" un valor de 50 μ s y el archivo se guarda preferentemente con un nombre que haga referencia al caso de estudio, en este ejemplo se guardó como: "init_induccion". Dicho script se muestra en la A.5

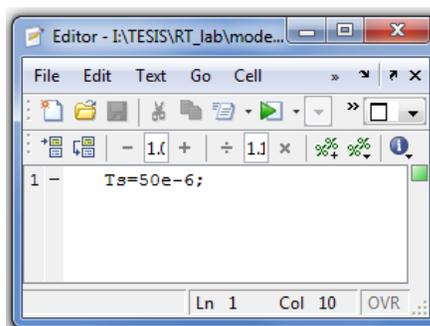


Figura A. 5 Creación de la variable global.

Finalmente se precarga la variable del script creado al modelo; para ello se selecciona la pestaña "ModelProperties" que se encuentra dentro de "file", ver figura A.6.

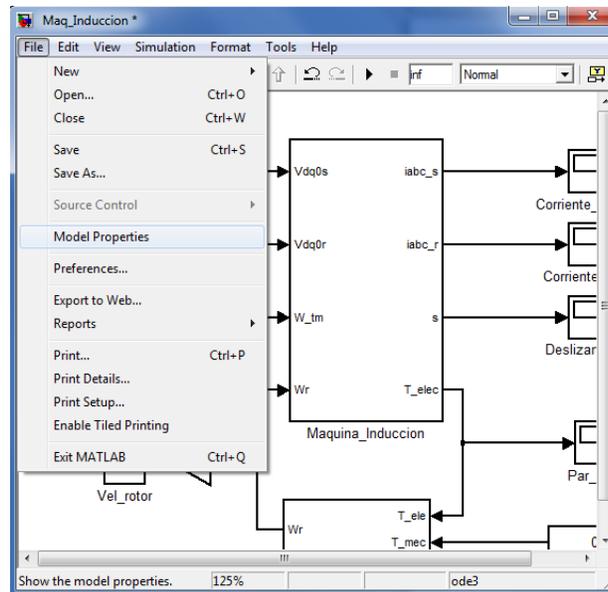


Figura A. 6 Ventana “ModelProperties”

Dentro de la ventana Propiedades del modelo, se abre la pestaña “Callbacks” y se selecciona “PostLoadFcn” en donde se escribe el nombre del archivo del “script” creado seguido de punto y coma. Este procedimiento se realiza también para “InitFcn” tal y como se muestra en la figura A.7.

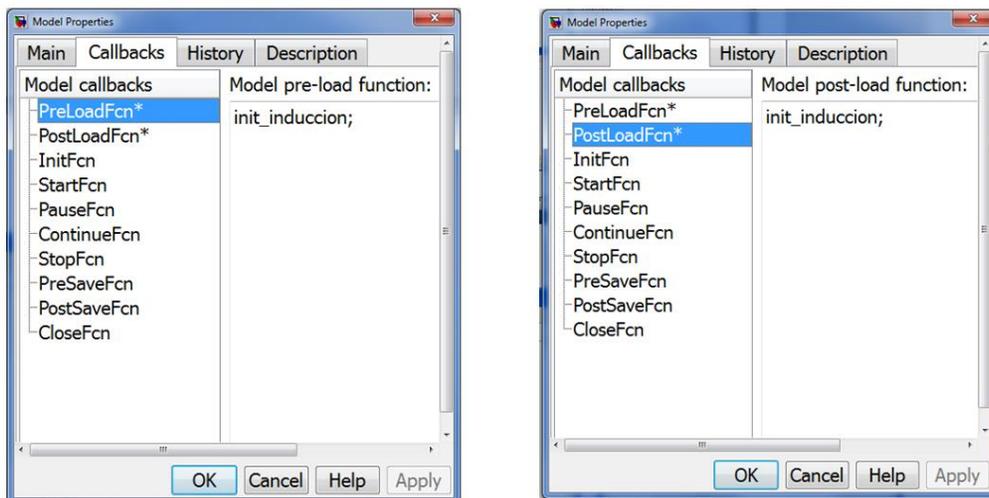


Figura A. 7 Precarga de la variable global.

Una vez que se tiene construido el modelo en Simulink con sus correspondientes configuraciones se debe realizar su ejecución para verificar que funcione adecuadamente.

A.4 AGRUPACIÓN DEL MODELO EN SUBSISTEMAS

El siguiente paso a seguir es dividir el modelo en subsistemas, ya que de no hacerlo el software RT-LAB no podrá compilarlo. Existen tres tipos de subsistemas dentro de un modelo a ejecutarse en tiempo real, los cuales dependerán de la información que contengan. Las características de cada subsistema están descritas en la figura A.8.

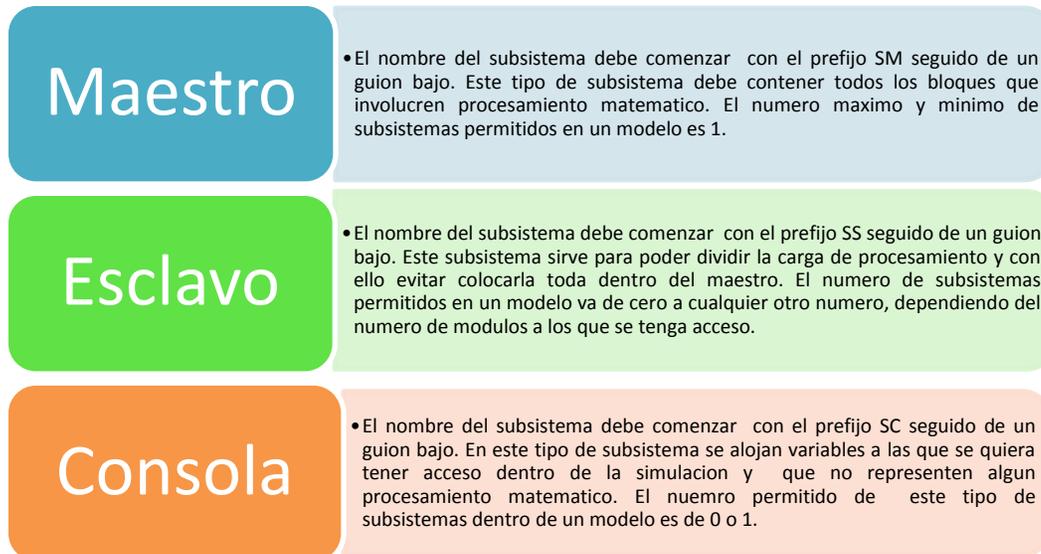


Figura A. 8 Descripción de las características de los subsistemas

Tomando en consideración las características mostradas en la figura A.8, el modelo de la figura A.1 se puede realizar mediante un subsistema maestro en donde se alojen todos los procesos que impliquen el desarrollo de una operación aritmética y un subsistema consola, en este último estarán alojadas las partes gráficas de las señales. Este nuevo modelo se presenta en las figuras A.9, A.10 y A.11. Finalmente con estas configuraciones el modelo está listo para poder ser cargado dentro del software RT-LAB.

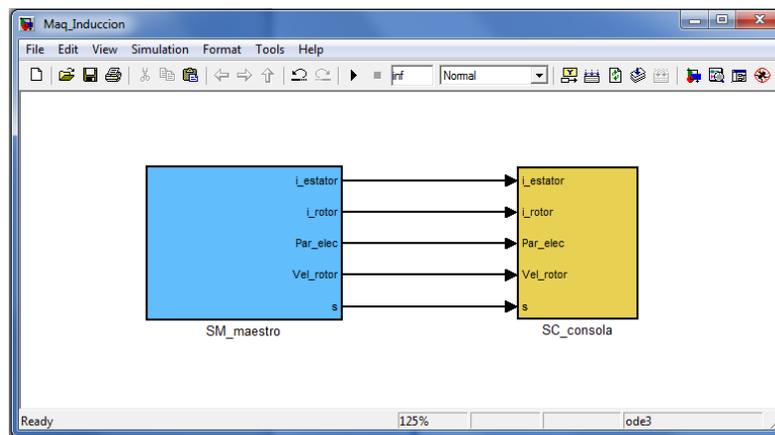


Figura A. 9 Modelo del caso de estudio en subsistemas.

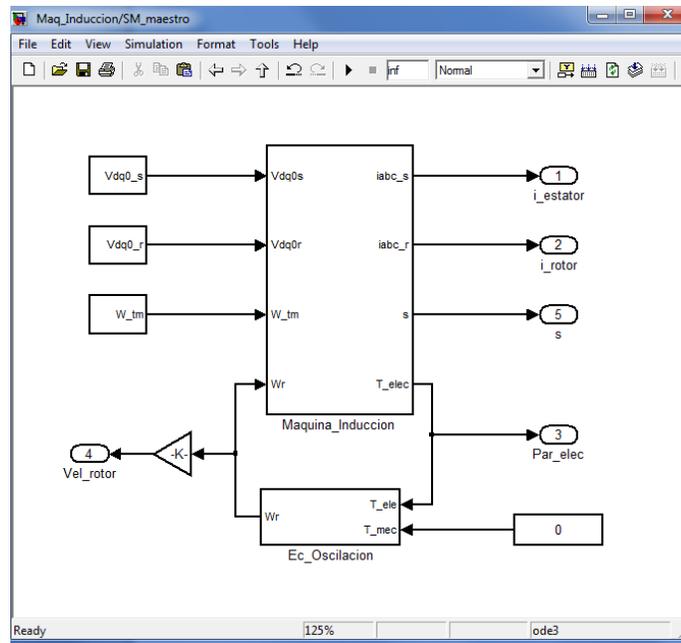


Figura A. 10 Subsistema maestro.

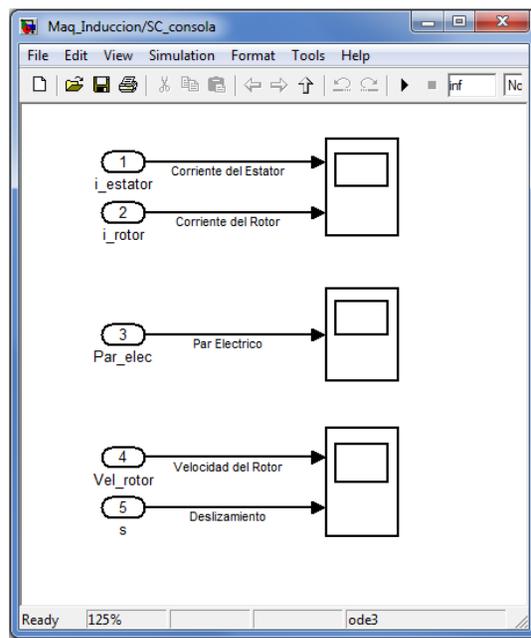


Figura A. 11 Subsistema Consola.

A.5 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO DENTRO DE RT-LAB

Para que el usuario pueda comunicarse con el simulador digital en tiempo real el fabricante ha desarrollado el software RT-LAB. El “Metacontroller” es la principal aplicación de RT-LAB, el cual actúa como un servidor y se requiere para abrir un

nuevo modelo. Esta aplicación se inicia cuando el sistema operativo de la computadora que tiene la comunicación directa con el simulador se inicia.

Para abrir la ventana de RT-LAB se realiza mediante el “Metacontroller” el cual se encuentra ubicado en la barra de tareas, dando clic derecho y seleccionando la opción RT-LAB, tal como se muestra en la figura A.12.

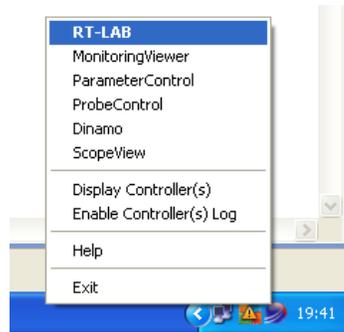


Figura A. 12 Inicio del programa RT-LAB.

Una vez que se ha abierto el software, la creación de un nuevo proyecto dentro del espacio de trabajo se hace dando clic derecho en la ventana “Project Explorer”, se selecciona la pestaña new y después la pestaña Project. Ver figura A.13.

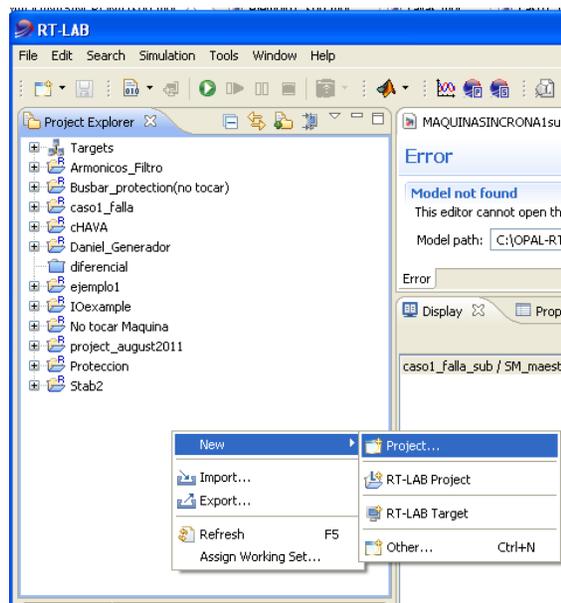


Figura A. 13 Creación de un nuevo proyecto.

Al haber seleccionado esta opción, se abrirá una nueva ventana, en donde se escogerá la opción “siguiente”. Después se tendrá que escribir el nombre de la carpeta del proyecto y seleccionar la opción “siguiente”. Finalmente en la siguiente ventana se seleccionara “finalizar”. Con ello se habrá creado una carpeta dentro del espacio de trabajo con el nombre que se haya elegido.

A.6 CARGA DEL ARCHIVO DE SIMULINK

Para cargar el modelo de SIMULINK, se abre la carpeta creada y se da clic derecho sobre “Models”, aquí aparecerán dos opciones las cuales son añadir o importar. La diferencia entre ellas es que la opción añadir cargará el modelo de SIMULINK que se haya creado y las modificaciones que se le hagan se le realizaran al modelo original. Con la opción importar se cargará el modelo pero dichas modificaciones no afectaran al modelo original que se encuentra guardado en la carpeta de MATLAB. Esta última opción es la que se recomienda para cargar cualquier modelo.

Enseguida se abrirá una ventana en donde solo se debe verificar que dentro de la carpeta RT-LAB exista el archivo “Existing RT-LAB Model”. En la siguiente ventana se buscara el nombre del modelo de creado en SIMULINK que se encuentra dentro de la carpeta de MATLAB y el script que contiene la variable global, posteriormente dar clic en finalizar. Ver figura A.14.

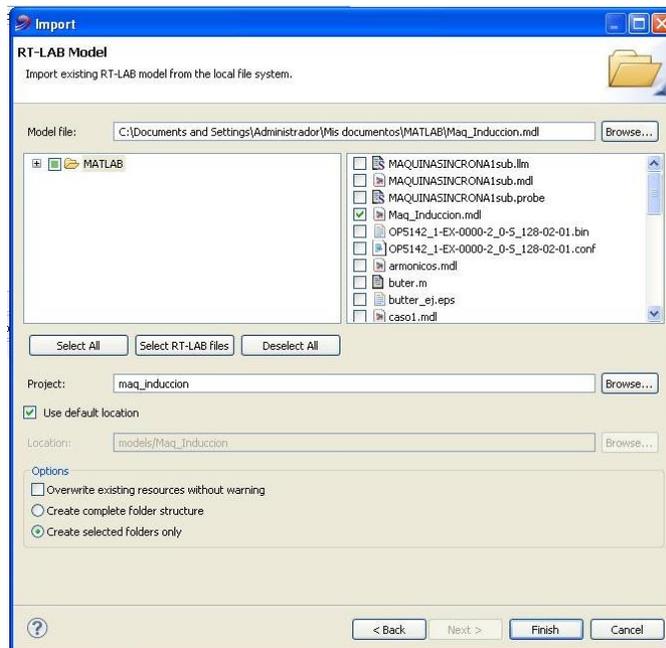


Figura A. 14 Importación del modelo de SIMULINK

Con ello la carpeta de trabajo ya contendrá el modelo creado en SIMULINK dentro de la subcarpeta “Models”. Para poder editarlo se le da clic derecho, se selecciona la pestaña “Edit with” y se escoge la versión de MATLAB instalada en la computadora servidora. Después de esto automáticamente se abrirá el modelo y con ello se podrá acondicionar para poder realizar dicha simulación mediante el uso de bloques que se encuentran dentro de la biblioteca que el software RT_LAB Suite instala.

A.7 USO DEL BLOQUE OPCOMM

Un aspecto que se debe tomar siempre en cuenta es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque “OpComm” antes de ser utilizadas en cualquier operación asociadas con ellas. Este bloque no altera de ninguna forma las características de las señales que por este pasan y su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provienen de otros subsistemas. La ruta de este bloque es “Library:RT-LAB”. El software RT-LAB usa este bloque para habilitar y guardar ajustes de comunicación. Esto permite la comunicación entre la consola y los nodos de procesamiento matemático, y la comunicación entre los múltiples nodos de procesamiento matemático que existan en un modelo (Maestro-Esclavo, Esclavo-Esclavo).

La figura A.15 presenta una breve descripción de las señales que puede recibir un bloque OpComm dentro de los tres tipos de subsistemas que pueden existir en una simulación en tiempo real.

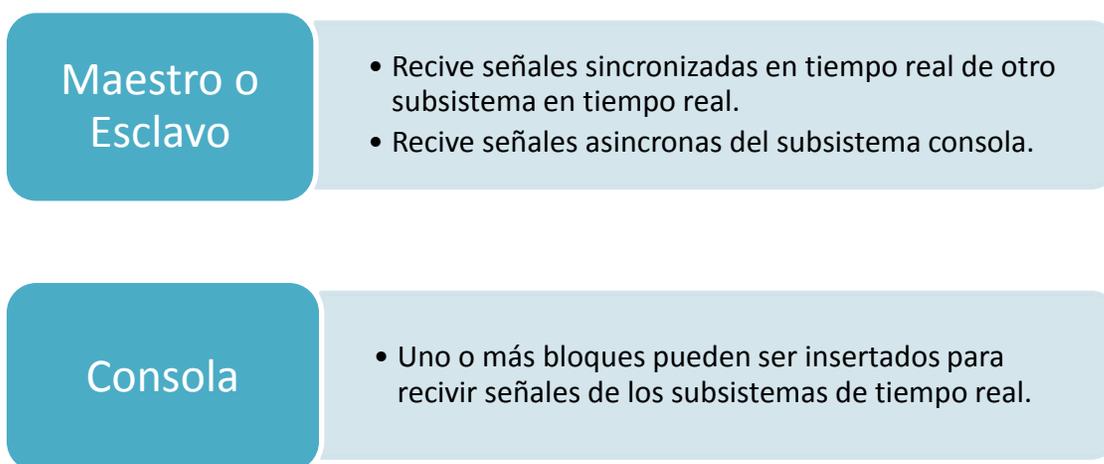


Figura A. 15 Función del bloque OpComm dependiendo del tipo de subsistema.

El número de bloques tipo “OpComm” que se pueden usar en un subsistema es limitado y para tener un mejor control de las variables de entrada se recomienda usar pocos y concentrar varias entradas del mismo tipo en un solo bloque.

Tomando estas consideraciones el aspecto del modelo se presenta en la figura A.16. Debido a que solamente se envían señales del maestro a la consola, el único subsistema que contiene este tipo de bloque es la consola.

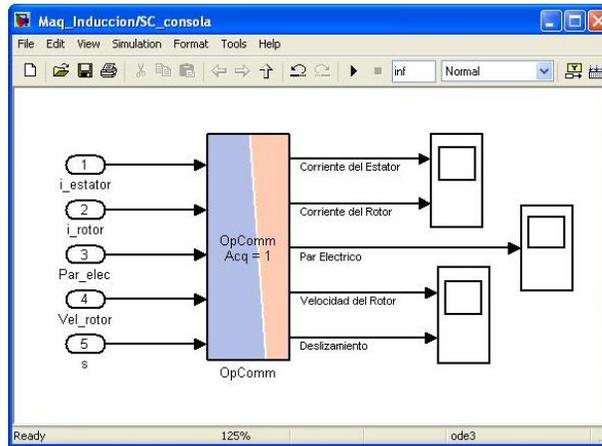


Figura A. 16 Uso del bloque OpComm.

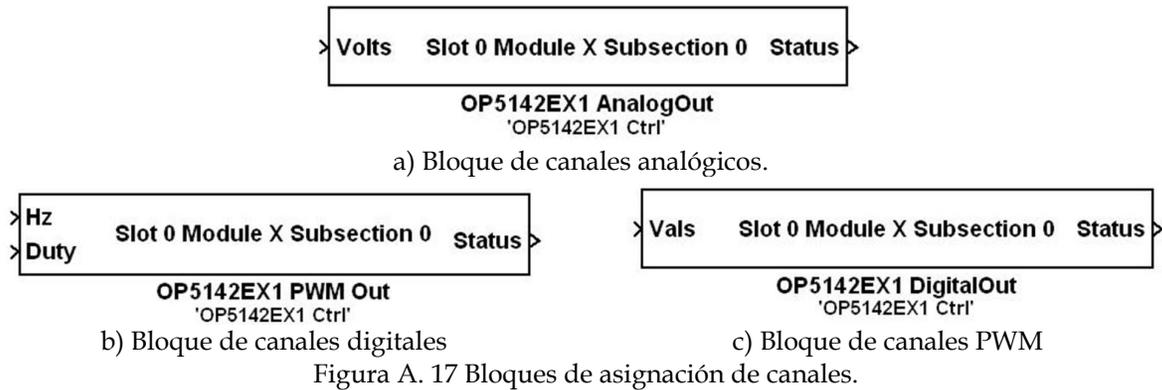
A.8 ASIGNACIÓN DE CANALES DE ENTRADA/SALIDA

Cuando se desea interactuar con otro equipo a través de los canales analógicos y/o digitales es necesario usar bloques de control dentro del modelo de SIMULINK. Los bloques de canales de entrada y salida están dentro de la biblioteca de RT-LAB I/O, posteriormente dar clic en OPAL-RT y por último en OP5142EX1; en esta ruta se encuentran los bloques de control de entrada y salida de canales analógicos, digitales y PWM.

Se pueden asignar canales a señales analógicas o digitales, según sean las necesidades, el número de señales que pueden salir está limitado por el número de canales disponibles los cuales que ya se mencionaron anteriormente.

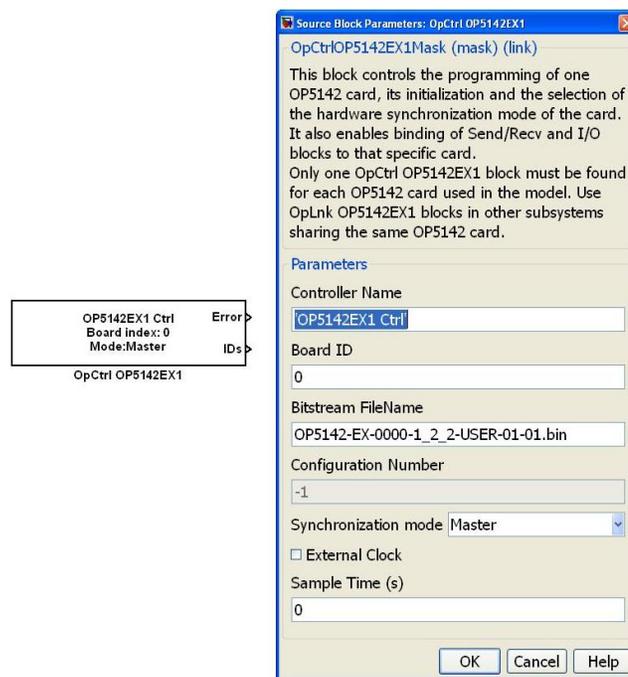
Dentro del modelo de SIMULINK se deben de multiplexar las señales que se van a asignar a la entrada de un bloque de canales de salida, cabe mencionar que cada bloque puede aceptar hasta 8 señales de salida, ya que cada bloque de canales de salida es asignado a un slot de 8 canales del simulador.

Cuando se asignan canales de salida se debe de contar con dos tipos de bloques dentro del modelo, un bloque de control OPCTRL OP5142EX1 y el bloque de asignación de canal según sea el tipo de señal; para señales analógicas se usa el bloque ANALOGOUT OP5142EX1, el bloque DIGITALOUT OP5142EX1 para señales digitales y por último el bloque PWM OUT OP5142EX1, para señales digitales con etiqueta de tiempo conocidas como señales PWM.



Estos tres diferentes tipos de bloques de asignación de canales de salida se muestran en la figura A.17. Dentro de cada bloque mostrado se podrá seleccionar el número de canales a usar, además ahí aparecerá la asignación física de los canales de salida como el modulo, slot y subsección en el panel frontal del simulador.

Cada bloque OPCTRL OP5142EX1 tiene la programación de una tarjeta OP5142, además aloja el nombre del archivo que contiene la configuración de los canales de entrada/salida analógico/digitales, el bloque de control OPCTRL OP5142EX1 y su ventana de configuración son mostrados en la figura A.18.



Al igual que en la asignación de canales de salida, cuando se asignan canales de entrada se debe de contar con dos tipos de bloques, el OPCTRL OP5142EX1 y el bloque de asignación de canal según el tipo de señal, para señales analógicas el bloque ANALOGIN OP5142EX1, el bloque DIGITALIN OP5142EX1 para señales

digitales y por último el bloque PWM IN OP5142EX1 para señales digitales con etiqueta de tiempo conocidas como señales para PWM.

Se debe tener cuidado en manejar el mismo nombre del controlador entre los bloques de asignación de canales de entrada/salida y el bloque de control ya que la asignación de canales se hace por medio del bloque OPCTRL OP5142EX1.

Para tener un mayor entendimiento sobre el uso de los bloques mencionados anteriormente se desea que el modelo sea capaz de mandar las señales de corriente del estator y par eléctrico a través de los canales analógicos para que se puedan medir en los canales analógicos del panel frontal del simulador con la ayuda de un osciloscopio. El aspecto del modelo con estas consideraciones se presenta en la figura A.19.

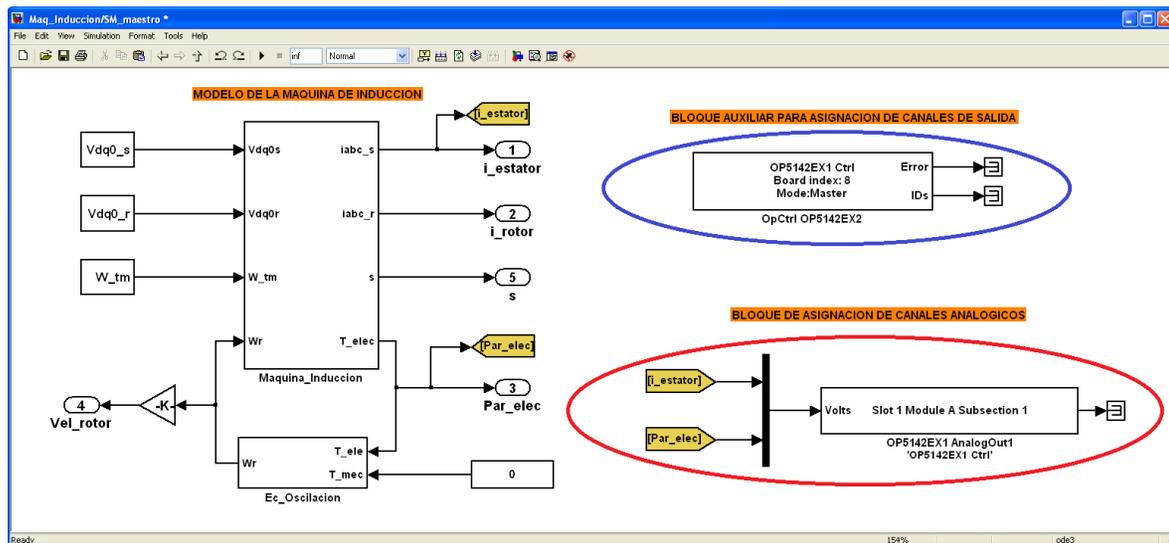


Figura A. 19 Asignación de canales analógicos de salida.

La parte encerrada por la elipse roja muestra las señales de corrientes y par que son enviadas a un bloque de asignación de canales analógicos mediante un multiplexor y la salida de este bloque se envía a un terminador.

La configuración del bloque de asignación se hace con 4 canales de salida y con el rango máximo de voltaje de +/- 16. Se debe tener presente que las señales generadas en la simulación no sobrepasen dicho valor, si fuera el caso se tendría que hacer un acondicionamiento mediante una ganancia apropiada para que el valor obtenido se encuentre dentro del rango, pues de no realizarse ningún acondicionamiento de señal no se podrían medir adecuadamente por el osciloscopio debido a que estarían cortadas a partir del valor +/- 16. La configuración del bloque de asignación de canales analógicos se presenta en la figura A.20.

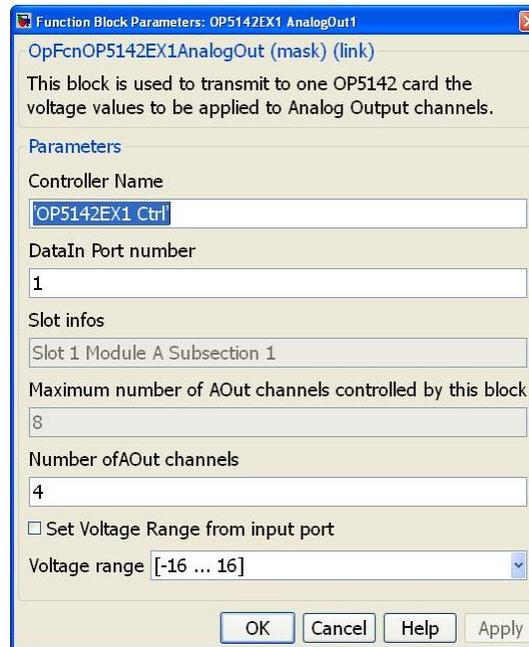


Figura A. 20 Configuración del bloque de asignación de canales analógicos.

La segunda elipse en color azul de la figura A.19 muestra el bloque auxiliar para poder hacer uso de los canales analógicos de salida. Este bloque se encuentra en la misma dirección que el bloque anterior; es decir "Library:RT-LABI/O/Opal-RT/OP5142EX1" y ambas salidas son enviadas a terminadores.

Con estos cambios al modelo original se verifica que el sistema corra correctamente fuera de línea, las gráficas de salida obtenidas de corrientes se presentan en la figura A.21.

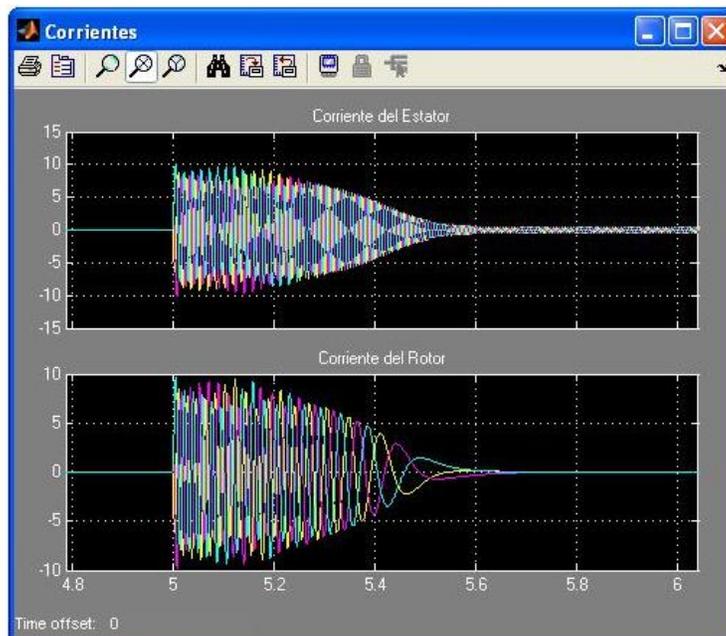


Figura A. 21 Señales de corrientes en el estator y rotor obtenidas fuera de línea.

A.9 BLOQUE PARA GRABAR UN SEGMENTO DE LA SIMULACIÓN

Dentro del modelo a ejecutarse en tiempo real existe la posibilidad de añadir un bloque OPWRITER FILE, el cual sirve para poder extraer los valores numéricos de un segmento de la simulación, este módulo puede ser apoyado por un bloque OP TRIGGER que sirve para mandar la señal de inicio de grabado al OPWRITER FILE. Implementando esta lógica para poder grabar las señales de corrientes y par eléctrico de salida; el modelo final queda tal y cómo se muestra en la figura A.22.

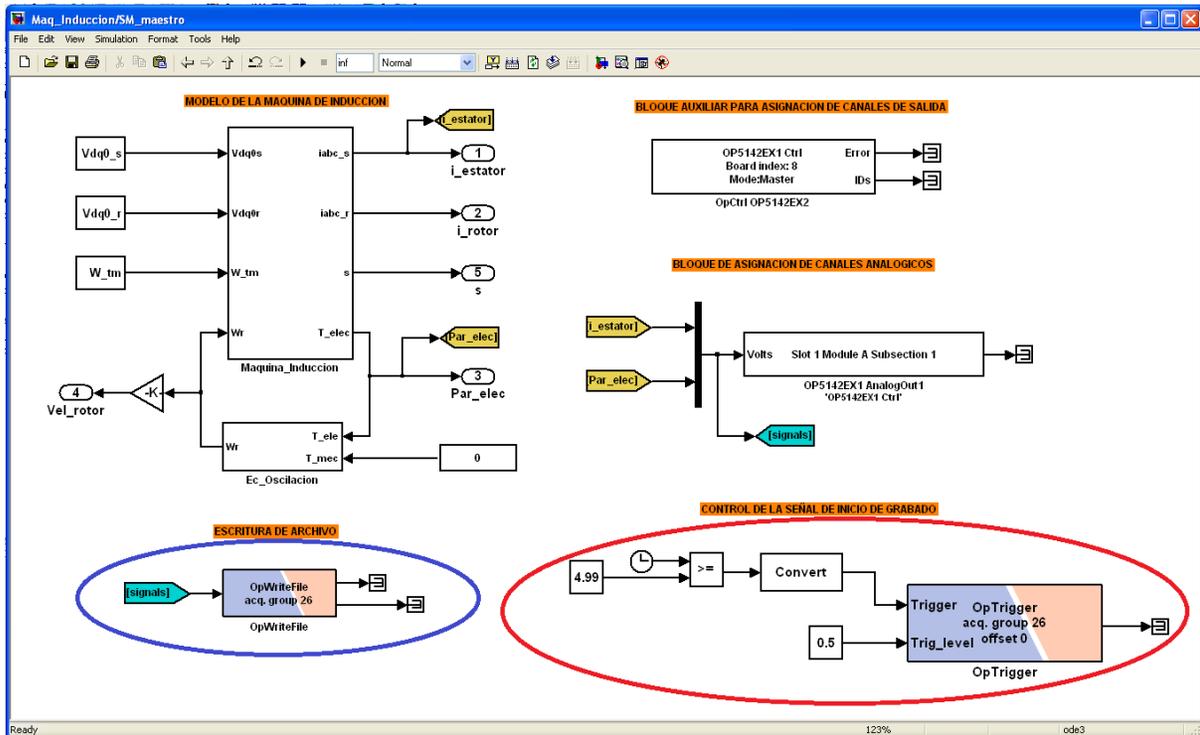


Figura A. 22 Adición del bloque OPWRITER FILE dentro del modelo.

En la figura A.22 la elipse azul muestra la forma de conexión del bloque OPWRITER FILE el cual es obtenido de la ruta "Library:RT-LAB/DataLogging". Como entradas se mandan las señales de corrientes y par multiplexadas enviadas mediante una etiqueta con el nombre de "signals", posteriormente sus salidas son enviadas a terminadores.

La elipse roja muestra el control de la señal de disparo para el inicio de la grabación. El bloque principal de esta lógica es el bloque OP TRIGGER el cual es obtenido de la misma ruta que el bloque OPWRITER FILE. Dicha lógica de disparo requiere de un bloque comparador, un reloj y 2 constantes.

El bloque comparador, evalúa la condición seleccionada, en este caso, si el reloj tiene un valor superior o igual a la constante (tiempo en que comenzara la grabación; 4.99),

el bloque comparador envía un 1 (verdadero, señal booleana), posteriormente se usa a la salida del bloque comparador un bloque de conversión de booleano a doble, por último, el bloque OP TRIGGER evalúa la condición programada dentro del bloque (en este caso "trigger >= trigger_level"), si se cumple la condición el bloque OPWRITER FILE generará el archivo de salida .mat que contendrá los valores numéricos de las señales seleccionadas y multiplexadas en forma de matriz incluyendo el tiempo de simulación.

Antes de usar esta herramienta, es necesario tener bien definidos los tiempos de inicio y duración del segmento para obtener la grabación del disturbio requerido. Con ello se procede a configurar los parámetros del bloque OPWRITER FILE, La figura A.23 muestra la ventana de configuraciones del bloque OPWRITER FILE, donde los principales parámetros a manipular son:

- **Decimation factor:** Es un factor de muestreo, por ejemplo si se usa 5 indica que cada 5 pasos tomara una muestra.
- **Nb. Samples:** Es el número de muestras totales que tomara de las señales. En este caso se eligieron 14200; debido a que se desea almacenar 710 milisegundos de simulación a partir del instante en que la simulación alcanza los 4.99 segundos.
- **Buffer size in bytes:** Se debe de ingresar un numero resultante del producto de la siguiente expresión: (número de canales o señales)*(número de muestras)*(8)+26. El numero 8 multiplica a los factores debido a que se pide el numero en bytes y se le suma un 26 para poder completar el buffer, ya que esta en base binaria.
- **Variable name:** Será el nombre de la matriz que contendrá los valores numéricos de los canales, este nombre debe contener el sufijo o dirección ".mat".
- **AcquisitionGroup:** Aquí se elige el grupo de adquisición. Si se implementa más de un bloque OPWRITER FILE se debe de designar uno diferente para cada bloque. Estos grupos van del 26 al 30, ya que números inferiores corresponden a los bloques OpComm.
- **File sizelimit in bytes:** Se debe ingresar el resultado del producto de la siguiente expresión (número de canales o señales* 2)*(número de muestras)*(8)+26. Esto indica que cuando el límite es alcanzado, el archivo es cerrado.

El siguiente bloque a configurar es el OP TRIGGER, su la ventana de configuración se muestra en la A.24, el primer parámetro a ingresar es el tipo de condición; debido al arreglo se elige la opción de disparo cuando la señal del TRIGGER sea mayor o igual al nivel fijado por el bloque de la constante (en este caso 4.99). Finalmente se verifica que Offset sea igual a cero y que el grupo de adquisición sea igual al del bloque OPWRITER FILE.

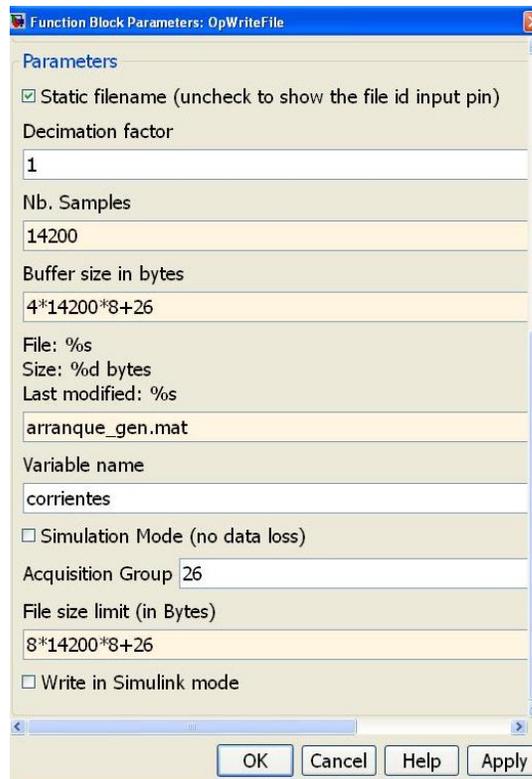


Figura A. 23 Ventana de configuración del bloque OPWRITER FILE.

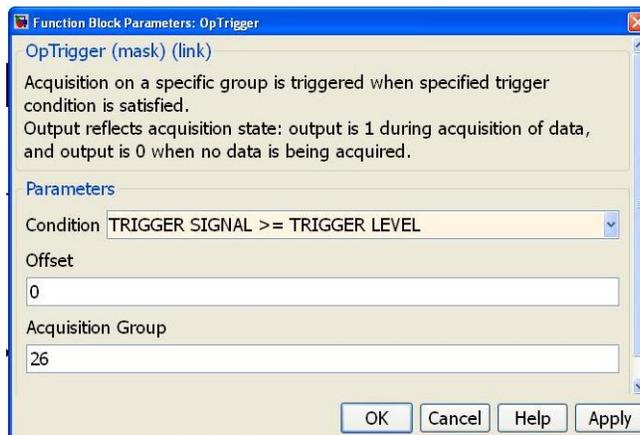


Figura A. 24 Ventana de configuración del bloque OP TRIGGER.

Al igual que en las configuraciones anteriores, se verifica que el modelo se ejecute adecuadamente fuera de línea, con ello el modelo estará listo para ser ejecutado por el simulador digital Opal RT LAB.

A.10 CONFIGURACIONES NECESARIAS EN RT-LAB

Corriendo el modelo correctamente fuera de línea ahora es posible realizar las configuraciones en el software RT-LAB para comenzar a simular el modelo en tiempo

real. Dentro de la ventana del explorador de proyectos se abre la carpeta de trabajo que fue creada con anterioridad y se da doble clic sobre el modelo modificado para que se genere el espacio de trabajo.

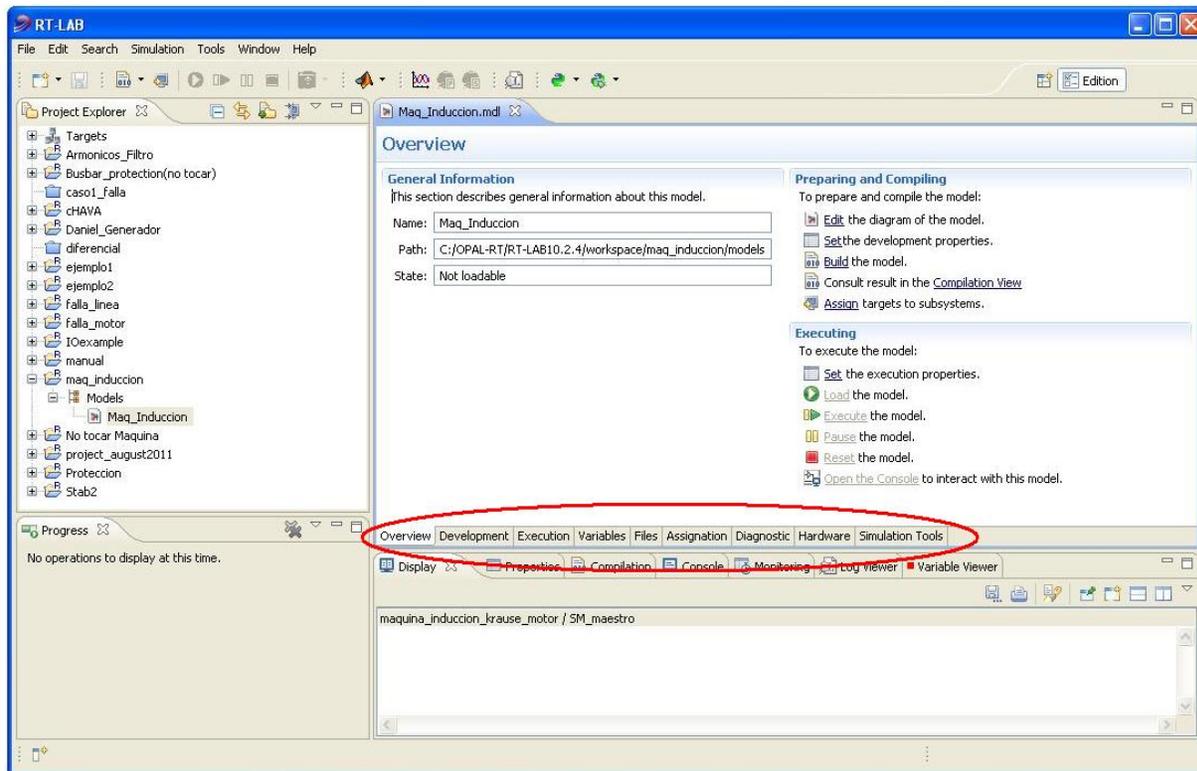


Figura A. 25 Espacio de trabajo del modelo.

La figura A.25 presenta el espacio de trabajo con el nombre del archivo con el cual se está trabajando; en este caso se presenta como “Maq_Induccion.mdl”. Las configuraciones que se harán serán sobre las pestañas encerradas por la elipse roja.

En la pestaña “Development” se debe de elegir la plataforma de la tarjeta; eligiendo Redhat. Después, dentro de la pestaña “Execution” en el submenú “Real-Time-Properties” se selecciona un modo de simulación “hardware synchronized” debido a que se enviarán señales a través de los canales analógicos de salida.

A.11 COMPILACION DEL MODELO

Antes de compilar el modelo es necesario copiar dos archivos dentro de la carpeta donde se encuentra el proyecto, esto se hace de la siguiente manera. Dentro del explorador de Windows se abre la carpeta OPAL-RT, dentro de ésta se selecciona la versión más actual (RT-LAB10.2.4), se busca la carpeta “workspace”, se abre el nombre de la carpeta en donde se aloja el modelo desarrollado y adentro de la

caperta “maq_induccion” (en este ejemplo) que se encuentra adentro de “models” se pegan los siguientes archivos:

- OP5142_1-EX0000-2_0-5_128-02-01.bin
- OP5142_1-EX0000-2_0-5_128-02-01.conf

Estos archivos son proporcionados por el fabricante del software y para tener un fácil acceso a estos archivos son copiados de modelos ya existentes.

Regresando a la pestaña “Overview” dentro del submenú “Preparing and compiling” se selecciona “Build” y se espera a que el modelo se compile. Si no existe ningún error dentro de la pestaña “Compilation” deberá aparecer la leyenda “Completedsuccessfully”. Después que se haya compilado el modelo, se abre la pestaña “Asignation” y se habilita “XHP”.

A.12 CARGA DEL MODELO

El siguiente paso es cargar el modelo, mediante la opción “load” que aparece en el submenú “Executing” de la pestaña “Overview” e inmediatamente se abrirá la consola generada por RT-LAB tal y como se presenta en la figura A.26.

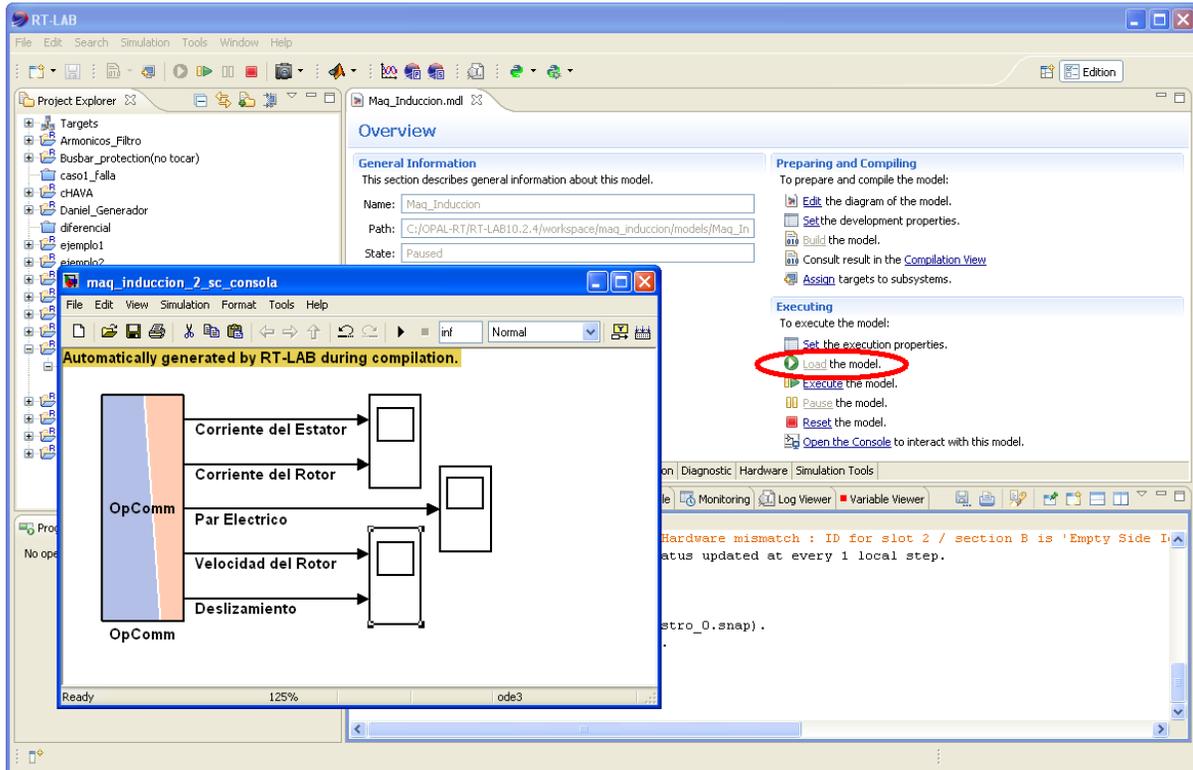


Figura A. 26 Carga del modelo dentro del simulador.

A.13 EJECUCION DEL MODELO EN TIEMPO REAL

Para correr el modelo se debe de realizar mediante los comandos “Execute” de la ventana principal de RT-LAB o del submenú “Excecuting” de la pestaña “Overview”, ya que no es recomendable hacerlo desde la consola generada. Ver figura A.27.

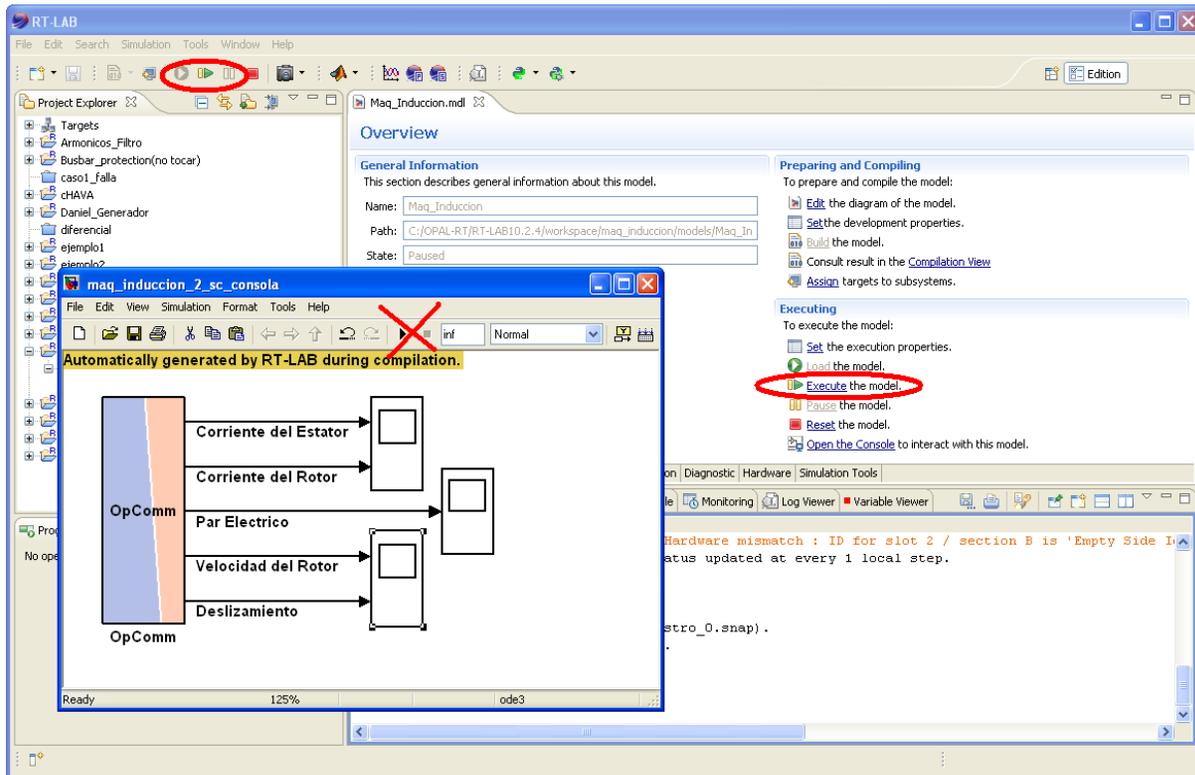


Figura A. 27 Ejecución del modelo en tiempo real.

Finalmente se obtiene la respuesta del modelo en tiempo real y se pueden verificar las señales de salida en los canales analógicos mediante un osciloscopio.

A.14 FINALIZACION DE LA SIMULACIÓN

Para finalizar la simulación es recomendable que se realice a través de la ventana principal de RT-LAB o del submenú “Excecuting” de la pestaña “Overview” y no a través de la consola generada tal y como se presenta en la figura A.28 ya que de no hacerlo de esta forma se podría ocasionar que el simulador se quede trabajando sin tener acceso a otro medio para detener la simulación.

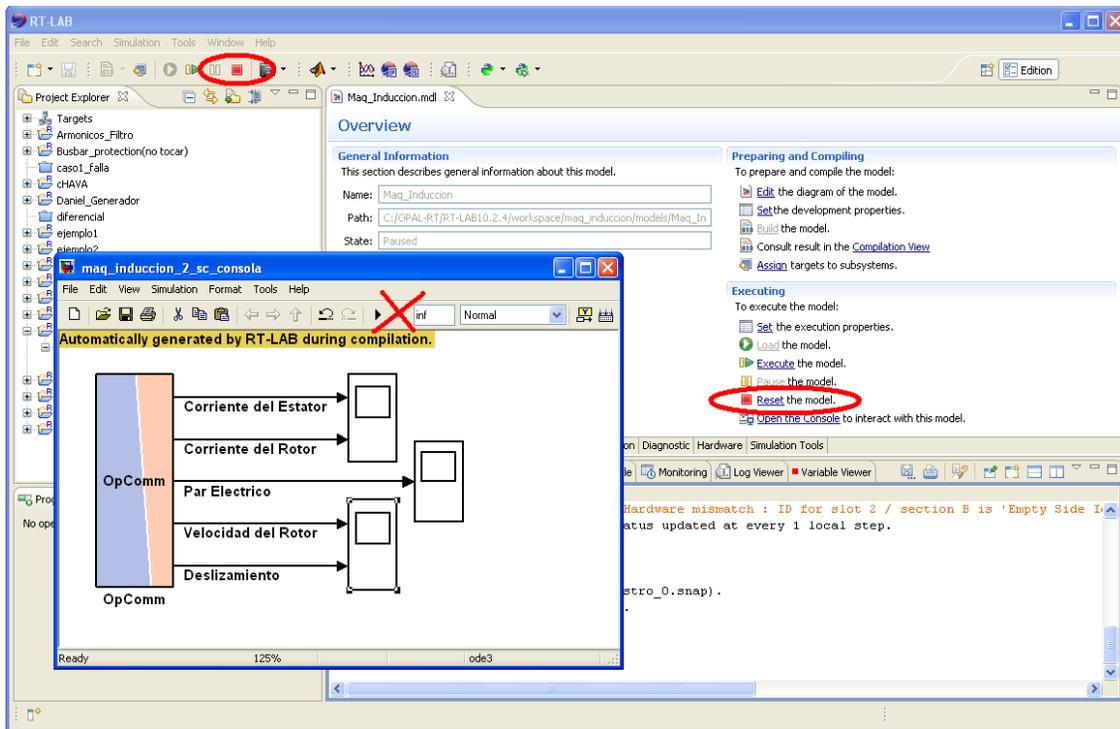


Figura A. 28 Finalización de la simulación.

A.15 ARCHIVO GENERADO POR EL BLOQUE OWRITER FILE

Una vez que se haya alcanzado el tiempo de simulación requerido por el bloque OPWRITER FILE, es posible acceder al archivo de datos generado. El acceso a este archivo se realiza desde el explorador de Windows con la ruta “Mi PC/Discolocal(C:)/OPAL-RT/RT-LAB10.2.4/workspace”. Se busca el nombre con el que se haya guardado el proyecto, se abre la carpeta “models” y ahí se busca la carpeta del “Bloque Maestro”. Finalmente se abre la carpeta OpREDHAWKtarget y se busca el nombre del archivo que se eligió para guardar dichos datos.