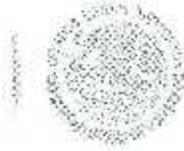




SEP

SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO  
Instituto Tecnológico de La Laguna

Torreón, Coah., 05/Junio/2017

Dependencia: DEPI/CPCIE

Oficio: DEPI/CPCIE/050/2017

Asunto: Autorización de impresión  
de tesis.

**C. Fernández Gallardo Juan Manolo**  
**CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.**  
**PRESENTE**

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

**"Análisis transitorio de un generador de inducción doblemente alimentado con un  
convertidor de dos niveles"**

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (04)-TMCIE-2017**, para que proceda a la impresión del mismo.

**ATENTAMENTE**

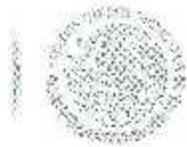
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

**DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE**  
**Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación**  
**del Instituto Tecnológico de la Laguna**



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA  
INSTITUTO TECNOLÓGICO  
de la Laguna  
División de Estudios de Posgrado  
e Investigación





Torreón, Coah., 05/Junio/2017

**DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE**  
**JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

**"Análisis transitorio de un generador de inducción doblemente alimentado con un convertidor de dos niveles"**

Desarrollado por el **C. Fernández Gallardo Juan Manolo**, con número de control **M1513004** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

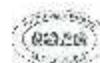
**ATENTAMENTE**  
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

**Dr. Marco A. Arjona López**  
**Asesor/Director de Tesis**

**Dra. Concepción Hernández Flores**  
**Comité Tutorial**

**M.C. Ricardo Vargas Salas**  
**Comité Tutorial**

**Dr. Rodrigo Loera Palomo**  
**Comité Tutorial**



# Agradecimientos

El presente trabajo de tesis se realizó gracias al apoyo brindado por el CONACYT, por el Fondo de Sustentabilidad Energética de la Secretaría de Energía, el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias y el Instituto Tecnológico de la Laguna.

Un especial agradecimiento a mis asesores por el gran apoyo, conocimiento y paciencia que me brindaron para llevar a cabo este proyecto: Dr. Marco Antonio Arjona López y Dra. Concepción Hernández Flores.

A mi padre Enrique Fernández Dávila por sus valiosos consejos y enseñarme a ir por el buen camino. A mi madre Katalyna Gallardo Hernández por el apoyo y cuidados incondicionales que siempre me brinda y en especial a mi hermano Carlos Guillermo Fernández Gallardo mi ejemplo de responsabilidad a seguir.

A Zuly Ortiz Gutiérrez y Alicia Gutiérrez Espitia por estar siempre al pendiente de mí ofreciéndome apoyo, paciencia, inspiración y cariño.

Gracias a mis compañeros de carrera: Jesús González y Juan Luis Rivera que fueron mi inspiración para estudiar la maestría. A mis compañeros de generación de maestría Edgar Morones, Alberto de Santiago y Luis Limones. Por todas esas experiencias juntos y el apoyo durante clases.

A mis compañeros de laboratorio: Fernando Ramírez, Geshel Guerrero, Daniel Maldonado, Adolfo Gonzales, Manuel Pineda, Edgar García, Carlos Favela, Yusef Ysdir, Antonio Almaraz y Raúl Velasco. Por los momentos y experiencias compartidos.

A mis compañeros de trabajo: Jacob Martínez Miguel Rodríguez, Julio Briceño, Héctor Prieto, Fernando Meraz, Elliot Morón, Faz Pulido y Diana Duran. Quienes alegran mi trabajo.

A mis compañeros de juego: Carlos Álvarez, Pedro Canizales, Daniel Salazar, Felipe Hernández, Antonio Cruz, Ricardo Lejía, José Godínez, Jesús González, Ramón Castañeda, Tadeo Salgado, P. Duran Ríos y Mauro Guzmán. Que a pesar de estar lejos están conmigo todos los días hombro con hombro.

“Si consigues ser algo más que un hombre, te entregas a un ideal y si nadie puede detenerte, te conviertes en algo enteramente diferente...

En una leyenda...”

Henri Ducard-Junio-2005

# Índice general

<b>1</b>	<b>Capítulo 1</b>	<b>1</b>
1.1	Introducción	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Justificación	2
1.4	Contenido de la tesis	3
<b>2</b>	<b>Capítulo 2</b>	<b>4</b>
2.1	Fundamentos de Energía Eólica	4
2.2	Principios de la generación de energía eólica	4
2.3	Elementos de un aerogenerador	7
2.3.1	Elementos mecánicos	8
2.3.2	Elementos eléctricos	9
2.3.3	Elementos de control	10
2.4	Tipos de aerogeneradores	11
2.4.1	Aerogenerador Tipo 1	11
2.4.2	Aerogenerador Tipo 2	12
2.4.3	Aerogenerador Tipo 3	13
2.4.4	Aerogenerador Tipo 4	15
<b>3</b>	<b>Capítulo 3</b>	<b>16</b>
3.1	Modelo del aerogenerador	16
3.2	Modelo de la turbina	16
3.3	Modelo dinámico del Generador de Inducción doblemente alimentado	18
3.4	Modelo del convertidor Back to Back	21
3.4.1	Ecuaciones del convertidor	21
3.4.2	Ecuaciones del enlace de CD	26

<b>4</b>	<b>Capítulo 4</b>	<b>29</b>
4.1	Sistema de Control de un Aerogenerador	29
4.2	Técnicas de control	29
4.2.1	Control Directo de Torque (DTC)	30
4.2.2	Control Directo de Potencia (DPC)	32
4.2.3	Control de Flujo Orientado	33
4.2.4	Control de Voltaje Orientado (VOC)	35
4.3	Control del aerogenerador	35
4.3.1	Nivel 4 de Control	38
4.3.2	Nivel 3 de Control	40
4.3.3	Nivel 2 de Control	44
4.3.4	Nivel 1 de Control	45
4.4	Control del modelo del aerogenerador	47
4.5	Sistema crowbar y chopper	47
<b>5</b>	<b>Capítulo 5</b>	<b>50</b>
5.1	Resultados de Simulación del Aerogenerador	50
5.2	Regiones de operación	52
5.3	Respuesta del Aerogenerador ante Fluctuaciones de Viento	55
5.3.1	Disminución del viento	55
5.3.2	Viento real	57
5.3.3	Ráfaga de viento	58
5.4	Respuesta del aerogenerador ante una falla simétrica	61
5.4.1	Falla con duración de 0.15 segundos	61
5.4.2	Falla con duración de 1 segundo	63
5.5	Perturbación en el valor de referencia de potencia reactiva	66
<b>6</b>	<b>Capítulo 6</b>	<b>73</b>

6.1	Conclusiones	73
6.2	Trabajo futuro	74
	<i>Referencias</i>	<b>75</b>

# Índice de Figuras

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.	5
FIGURA 2.2 ÁREA DE BARRIDO EN UNA TURBINA.	5
FIGURA 2.3 CURVA DE POTENCIA PARA DIFERENTES ÁNGULOS DE PASO.	7
FIGURA 2.4 CORTE TRANSVERSAL DE UN AEROGENERADOR (FUENTE: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY; [7]	8
FIGURA 2.5 GÓNDOLA DEL AEROGENERADOR N117 DE LA PLANTA NORDEX EN JONESBORO ARKANSAS	9
FIGURA 2.6 GENERADOR DE INDUCCIÓN DE JAULA DE ARDILLA Y GENERADOR SÍNCRONO	10
FIGURA 2.7 CONFIGURACIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO 1.	12
FIGURA 2.8 CONFIGURACIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO 2	13
FIGURA 2.9 CONFIGURACIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO 3	14
FIGURA 2.10 CONFIGURACIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO 4	15
FIGURA 3.1 MODELO DE DOS MASAS.	17
FIGURA 3.2 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL DFIG.	20
FIGURA 3.3 CONVERTIDOR BACK-TO-BACK.	21
FIGURA 3.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL CONVERTIDOR CON FUENTES DE VOLTAJE.	22
FIGURA 3.5 COMBINACIONES PERMITIDAS DE ESTADOS DEL CONVERTIDOR.	24
FIGURA 3.6 COMBINACIONES PERMITIDAS DE ESTADOS DEL CONVERTIDOR.	26
FIGURA 3.7 FLUJO DE CORRIENTES EN EL ENLACE DE CD.	27
FIGURA 4.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL PARA UN AEROGENERADOR.	30
FIGURA 4.2 VECTORES DE FLUJO EN UN DFIG.	31
FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE CONTROL DEL DTC.	32
FIGURA 4.4 DIAGRAMA DE CONTROL DEL DPC.	33
FIGURA 4.5 REPRESENTACIÓN VECTORIAL DEL FLUJO Y DEL VOLTAJE DEL ESTATOR.	34
FIGURA 4.6 DIAGRAMA DE CONTROL DE FOC.	34
FIGURA 4.7 REPRESENTACIÓN VECTORIAL DEL FLUJO Y DEL VOLTAJE DEL ESTATOR EN EL CONTROL VOC.	35
FIGURA 4.8 REPRESENTACIÓN VECTORIAL DEL FLUJO Y DEL VOLTAJE DEL ESTATOR EN EL CONTROL VOC.	37
FIGURA 4.9 CONTROL DE PITCH.	38
FIGURA 4.10 CURVA DE FALLA.	40
FIGURA 4.11 IMPLEMENTACIÓN DEL MPPT.	41
FIGURA 4.12 IMPLEMENTACIÓN DEL MPPT.	42
FIGURA 4.13 REGIONES DE OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR.	43
FIGURA 4.14 LAZO DE SEGUIMIENTO DE FASE (PLL).	44

FIGURA 4.15 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DEL ROTOR.	45
FIGURA 4.16 MODELO PROMEDIO DE UN CONVERTIDOR CON FUENTES DE VOLTAJE.	46
FIGURA 4.17 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DE LA RED.	47
FIGURA 4.18 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DE LA RED.	48
FIGURA 4.19 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL LADO DE LA RED.	49
FIGURA 5.1 MODELO PROMEDIO DEL AEROGENERADOR TIPO 3 EN EMTP-RV.	51
FIGURA 5.2 AEROGENERADOR CONECTADO A LA RED, REPRESENTADO EN EMTP-RV	52
FIGURA 5.3. POTENCIA (A) Y VELOCIDAD DEL VIENTO (B).	53
FIGURA 5.4 POTENCIA ACTIVA (A) Y VELOCIDAD DEL VIENTO (B).	54
FIGURA 5.5 RELACIÓN DE POTENCIA CON PITCH (A) Y VELOCIDAD DEL ROTOR (B).	54
FIGURA 5.6 VELOCIDAD DEL VIENTO (A) Y DEL ROTOR (B) CON DISMINUCIÓN DEL VIENTO.	55
FIGURA 5.7 DISMINUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO (A) Y ÁNGULO DE PITCH (B).	56
FIGURA 5.8 ANGULO DEL PITCH (A) Y RELACIÓN DE POTENCIA REAL, DE REFERENCIA Y SEÑAL DE CONTROL (B)	56
	56
FIGURA 5.9 RELACIÓN DE CONTROL DE PITCH (A) Y EL COEFICIENTE DE POTENCIA (B).	57
FIGURA 5.10 VIENTO REAL (A) Y VELOCIDAD DEL ROTOR (B).	57
FIGURA 5.11 COEFICIENTE POTENCIA (B) DURANTE VIENTO REAL (A).	58
FIGURA 5.12 MODELADO DE LA RÁFAGA.	59
FIGURA 5.13 POTENCIA REAL (A) Y VELOCIDAD DEL VIENTO CON RÁFAGA (B).	59
FIGURA 5.14 ACTIVACIÓN DEL CONTROLADOR DEL PITCH (A) ANTE RÁFAGA (B).	60
FIGURA 5.15 ANGULO DE PITCH (A) Y COEFICIENTE DE POTENCIA EN RÁFAGA (B).	60
FIGURA 5.16 VELOCIDAD DEL ROTOR (B) REGULADA POR EL CONTROL PITCH (A).	61
FIGURA 5.17 FALLA TRIFÁSICA A TIERRA.	61
FIGURA 5.18 FALLA SIMÉTRICA (A) PROVOCANDO UNA CAÍDA DE VOLTAJE EN LA RED (B).	62
FIGURA 5.19 CORRIENTES DEL ESTATOR (A) Y CORRIENTES DEL ROTOR (B).	62
FIGURA 5.20 REGULACIÓN DE VOLTAJE DEL CAPACITOR DEL BACK TO BACK (A) GRACIAS A LA PROTECCIÓN CHOPPER (B).	63
FIGURA 5.21 POTENCIA REAL (A) Y REACTIVA (B) DURANTE LA FALLA.	63
FIGURA 5.22 CAÍDA DE VOLTAJE (B) DURANTE FALLA TRIFÁSICA (A).	64
FIGURA 5.23 ESTADO DEL INTERRUPTOR QUE CONECTA EL AEROGENERADOR CON LA RED.	64
FIGURA 5.24 BLOQUEO DEL RSC (A) Y DEL GSC (B).	65
FIGURA 5.25 CORRIENTES DEL ESTATOR (A) Y CORRIENTES DEL ROTOR (B) DURANTE DESCONEXIÓN.	65
FIGURA 5.26 RESPUESTA DEL CHOPPER (A) Y DEL CROWBAR (B) ANTE FALLA.	66
FIGURA 5.27 CORRIENTE (A) Y VOLTAJE (B) EN EL CAPACITOR DEL ENLACE DE CD.	66

FIGURA 5.28 POTENCIAS DE REFERENCIA.	67
FIGURA 5.29 POTENCIA REACTIVA EN EL PUNTO DE ACOPLAMIENTO CON LA RED.	67
FIGURA 5.30 AUMENTO DE VOLTAJE DE LA RED.	68
FIGURA 5.31 POTENCIA ACTIVA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN CON LA RED.	68
FIGURA 5.32 INCREMENTO DE LA VELOCIDAD DEL ROTOR.	69
FIGURA 5.33 COMPARACIÓN DE ÁNGULOS DE PITCH.	69
FIGURA 5.34 COMPARACIÓN DE DESLIZAMIENTO.	69
FIGURA 5.35 CORRIENTES EN EL ROTOR CON UN VALOR DE REFERENCIA DE Q DE 0.1.	70
FIGURA 5.36 CORRIENTES EN EL ROTOR CON UN VALOR DE REFERENCIA DE Q DE 0.5.	71
FIGURA 5.37 CORRIENTES EN EL ROTOR CON UN VALOR DE REFERENCIA DE Q DE 1.	72

## Índice de Tablas

TABLA 3.1 VOLTAJES DE SALIDA EN FUNCIÓN DE LOS ESTADOS DE CONMUTACIÓN.	25
TABLA 5.1 CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR	51
TABLA 5.2 CARACTERÍSTICAS DEL GENERALXOR DOBLEMENTE ALIMENTADO	52

## Resumen

En este trabajo de tesis se presenta el análisis transitorio de un generador de inducción doblemente alimentado con un convertidor de dos niveles en un aerogenerador; se presenta el modelado del aerogenerador desde su rotor hasta la parte eléctrica y electrónica del sistema, así como su sistema de control asociado. El modelo del aerogenerador considera al convertidor como modelo promedio, lo que reduce la complejidad del modelo del convertidor, ya que la señal modulación proveniente del control pasa por un modelo promedio del modulador y el convertidor no se modela con interruptores para desprestigiar pérdidas por conmutación en el semiconductor. El sistema completo fue modelado en el software de análisis transitorio de sistemas de potencia EMTP-RV. Este software fue elegido como una alternativa a herramientas estándares de software para simulación, por su capacidad de realizar simulaciones en el dominio del tiempo con gran rapidez y con gran exactitud, así como de su interfaz intuitiva. En la tesis, se presentan diferentes escenarios donde se estudia el comportamiento del aerogenerador.

## **Abstract**

This thesis presents the transient analysis of a doubly fed induction generator coupled with a 2-level back-to-back converter in a wind generator. The modeling of the wind generator from the generator to the electric and electronic part of the system are presented, and its associated control system too. In the wind generator, the model of the converter is considered as an averaged model, which reduces the complexity of the model because the modulation signal coming from the control is not processed by a modulation technique, in other words, the converter is not modeled with switches, so it can ignore the switching and semiconductor losses. The complete system was modeled in the transitory analysis of power systems software EMTP-RV. This software was chosen as an alternative to common simulation tools, for its ability to make simulations in the time domain with accuracy and speed, in addition, because of its friendly interface. In this thesis, different scenarios are presented, where the performance of the wind generator control is studied.

# Capítulo 1

## 1.1 Introducción

En últimos años, el tema de la generación de energía eólica ha alcanzado un alto nivel en el mercado global, provocando que la investigación y el desarrollo de las energías renovables se incrementen. En los sistemas de conversión de energía eólica (WECS, por sus siglas en inglés), el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) es una de las mejores opciones para su implementación debido a su capacidad de velocidad variable y su convertidor de bajo costo. El estator está conectado directamente a la red eléctrica y el rotor se alimenta con un convertidor electrónico de potencia bidireccional, que también está conectado a la red eléctrica. Mediante el uso de técnicas de control vectorial, el convertidor asegura la generación de energía a la frecuencia nominal y al voltaje nominal de la red, independientemente de la velocidad del rotor. El principal objetivo del convertidor es compensar la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad síncrona con el control de deslizamiento. Las principales características se pueden resumir en: rango limitado de velocidad (-30% a 20%), convertidor de baja potencia, control completo de la potencia reactiva y activa enviada a la red, necesidad de anillos deslizantes, necesidad de una caja multiplicadora. Las simulaciones realizadas dentro de esta tesis fueron realizadas utilizando el software de análisis transitorio de sistema de potencia ETMP-RV distribuido por POWERSYS.

En esta tesis se presenta el análisis transitorio de un aerogenerador con un generador de inducción doblemente alimentado y un convertidor de dos niveles. Se muestran 7 casos de estudio donde en los primeros se aplican modelos de velocidad promedio del viento, viento real y ráfaga de viento, con el fin de observar el comportamiento del aerogenerador. También se analiza el comportamiento del aerogenerador ante una falla simétrica y en el último caso se analiza el comportamiento del sistema control.

## 1.2 Objetivo

El objetivo de esta tesis es realizar el análisis transitorio y del comportamiento del sistema de control de un aerogenerador conectado a la red, al que se le aplican perturbaciones al sistema, para analizar la respuesta del sistema de conversión de energía eólica. El análisis debe incluir casos donde al aerogenerador se le apliquen diferentes tipos de viento, así como la aplicación de una falla trifásica al sistema. Con la finalidad de lograr lo anterior, fue necesario analizar las funciones de los componentes de un aerogenerador y sus modelos simplificados para poder así analizar la funcionalidad completa del aerogenerador.

## 1.3 Justificación

La implementación de sistemas de conversión eólica ha provocado un incremento tanto en el estudio como en el desarrollo de los mismos, a tal grado que ha llegado a convertirlos en una parte fundamental de la red de energía, creando un interés específico en el estudio de las técnicas de control y protecciones de estos sistemas de conversión eólica. La mayoría de los aerogeneradores de velocidad variable emplean la configuración del generador de inducción doblemente alimentado con convertidor back-to-back, cuyo esquema de protección emplea el sistema crowbar en caso de fallas en la red. Este sistema protege el convertidor de las altas corrientes inducidas en el rotor. En códigos de red usados anteriormente, si el generador presentaba una falla, éste se sacaba de operación para proteger el aerogenerador. Debido al incremento del uso de los WECS, los códigos de red fueron actualizados, no sólo para restringir que el aerogenerador quede fuera de servicio, sino que además debe de contribuir a la corriente de la falla, como es el caso de la capacidad de operación en condiciones de falla por bajo voltaje. Para cumplir con estos requerimientos de red se estudian y desarrollan diversos sistemas de control y protección.

Además, se busca el uso del software de análisis transitorio EMTP-RV, buscando obtener un ahorro en tiempo de simulación, ya que su interfaz amigable permite un

fácil acoplamiento entre sistemas de control y circuitos eléctricos y electrónicos, lo cual permite un modelado eficiente de una gran parte del sistema.

#### **1.4 Contenido de la tesis**

La tesis está distribuida de la siguiente manera:

##### ***CAPÍTULO 1. Introducción***

En este capítulo se presenta una introducción del estudio realizado, así como conceptos generales. También se expone el objetivo y justificación del proyecto.

##### ***CAPÍTULO 2. Fundamentos de energía eólica***

Se presenta los fundamentos y principios de la generación de energía eólica, donde se detallan las partes del sistema y se presenta una breve clasificación de los tipos de aerogeneradores.

##### ***CAPÍTULO 3. Modelo del aerogenerador***

En este capítulo se muestran las ecuaciones que describen al sistema de la turbina, del generador y del convertidor. El modelado de estos componentes es utilizado en la simulación.

##### ***CAPÍTULO 4. Introducción al control de un aerogenerador***

En este capítulo se presenta una introducción a los sistemas de control de los aerogeneradores, así como el funcionamiento del control que emplea el modelo utilizado en la tesis.

##### ***CAPÍTULO 5. Análisis y resultados***

Se presentan una breve descripción del software EMTP-RV y del modelo empleado, haciendo énfasis en los resultados de las simulaciones realizadas con la respectiva interpretación de los mismos.

##### ***CAPÍTULO 6. Conclusiones y trabajo futuro***

En este capítulo se presenta las conclusiones y el trabajo futuro para esta tesis.

# Capítulo 2

## 2.1 Fundamentos de Energía Eólica

La energía eólica se obtiene gracias al aprovechamiento de la energía cinética de las corrientes de aire, que se produce por las diferencias de presión originadas por la irradiación solar. La energía eólica ha sido utilizada por lo menos desde hace 3000 años, implementada en sus inicios en los molinos de granos e impulsando barcos que navegaban a través de los mares. La extracción y transferencia de energía a base de fenómenos naturales, fue reemplazada por la utilización de combustibles fósiles. Con el paso de los años y el avance tecnológico, se incursionó en la extracción de energía de fuentes renovables, pero sólo como una alternativa a la quema de combustibles. Esta incursión se debió, primero, al incremento de los precios del petróleo que se dio en los años 70 y posteriormente, por la preocupación sobre el calentamiento global. Actualmente, el incremento en el desarrollo e investigación en el área de las energías renovables se ha convertido en una necesidad [1][2].

## 2.2 Principios de la generación de energía eólica

Para extraer y convertir la energía del viento se emplean aerogeneradores, los cuales tienen el mismo principio que los molinos de viento; con el paso de los años, y el desarrollo de la tecnología, ha sido posible la creación de aerogeneradores de alto desempeño y bajo costo. En la Fig. 2.1 se puede observar cómo se obtiene energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento.

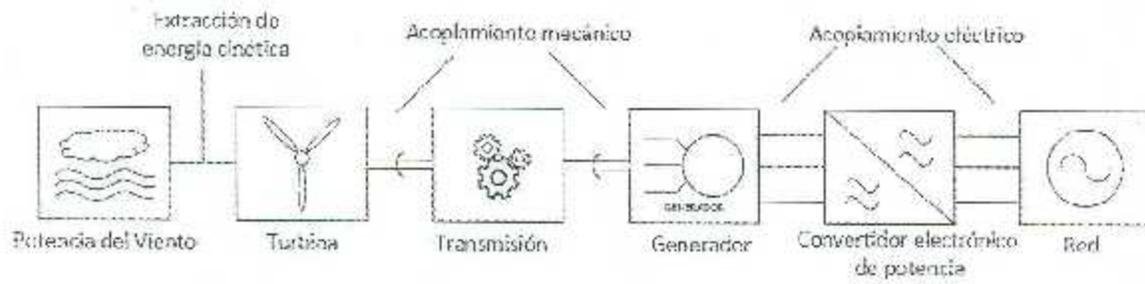


Figura 2.1 Diagrama de conversión de energía eólica.

Inicialmente la energía cinética del viento es captada por una turbina para transformarse en energía mecánica. La potencia del viento se puede expresar mediante la ecuación 2.1 [1][2][3]:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_T V_v^3 \quad (2.1)$$

donde  $\rho$  es la densidad del aire en  $Kg/m^3$ ,  $A_T$  es el área de barrido de la turbina en  $m^2$  y  $V_v$  es la velocidad del viento en  $m/s$ .

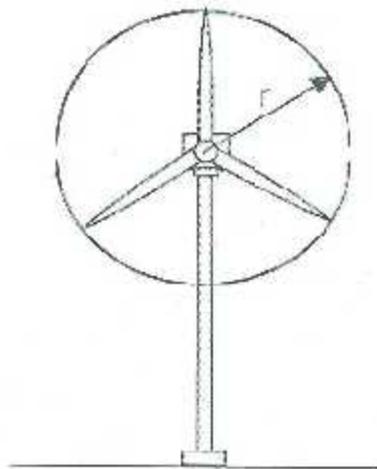


Figura 2.2 Área de barrido en una turbina.

En la Fig. 2.2 se puede apreciar que el área de barrido de una turbina está dada por la circunferencia formada por los álabes, ya que ésta es el área de extracción de la energía del viento. Tomando en cuenta lo anterior se puede definir que el área de barrido de una turbina está expresada por la ecuación 2.2.

$$A_T = \pi R_T^2 \quad (2.2)$$

donde  $R_T$  es la distancia de los álabes, desde el centro del aerogenerador (cubo) hasta la punta de los álabes.

La Ecuación 2.1 representa la potencia del viento; para determinar la potencia mecánica extraída se emplea la ecuación 2.3 [3][4].

$$P_T = P_v = \frac{1}{2} \rho A_T V_v^3 C_p \quad (2.3)$$

donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia y está determinado por la ley de Betz, la cual establece que la máxima potencia extraída del viento es del 59.3%.

El  $C_p$  depende de la eficiencia de la turbina ya que este coeficiente, normalmente expresado en unidades decimales en los modelos matemáticos, está en función del ángulo de paso de los álabes " $\beta$ " y de la relación velocidad de punta del álabes " $\lambda$ ", como se puede observar en la figura 2.3 y se emplea con la ecuación 2.4 [4][5].

$$C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{ij} \beta^i \lambda^j \quad (2.4)$$

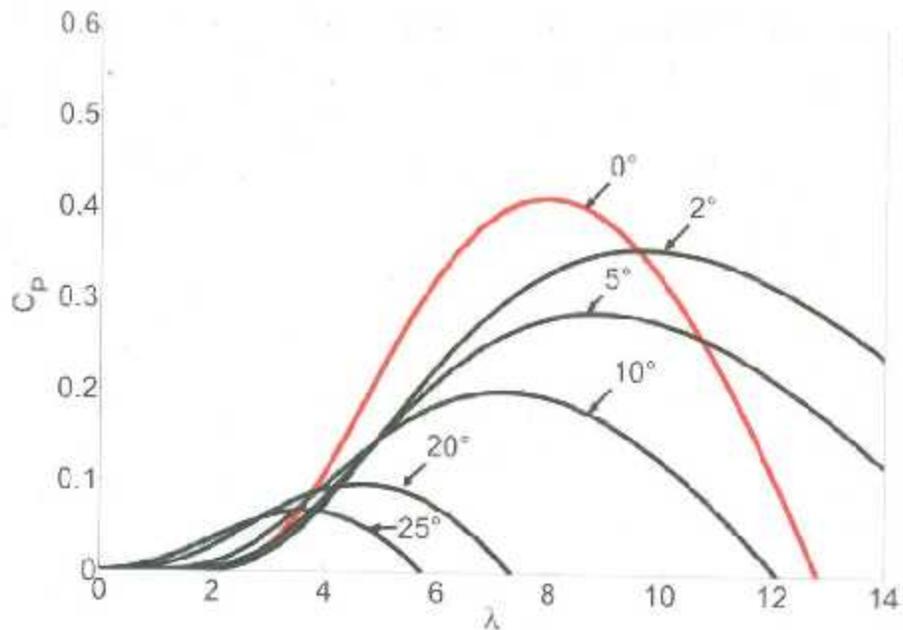


Figura 2.3 Curva de potencia para diferentes ángulos de paso.

La velocidad de rango de punta "λ" está definida por ecuación 2.5 [4]:

$$\lambda = \frac{\omega_r * R_t}{V_v} \quad (2.5)$$

donde  $\omega_r$  es la velocidad rotacional del rotor,  $R_t$  es la distancia del centro del cubo a la punta de los álabes, y  $V_v$  es la velocidad del viento en m/s.

### 2.3 Elementos de un aerogenerador

Independientemente de los diferentes tipos de aerogeneradores, los elementos de un generador corresponden a los que se ilustran en la figura 2.4, los cuales se pueden dividir en tres categorías:

- Elementos mecánicos
- Elementos eléctricos
- Elementos de control



Figura 2.4 Corte transversal de un aerogenerador (Fuente: U.S. Department of Energy) [7]

### 2.3.1 Elementos mecánicos

En esta categoría se encuentran: los álabes, el cubo del rotor, la caja de engranes, el eje de alta velocidad, el eje de baja velocidad, la unidad de control del ángulo de paso, el control de giro, los rodamientos del rotor, el freno, la unidad de medida del viento, la góndola, la torre y la escalera.

A continuación, se describe la forma en que interactúan los elementos mecánicos. El control de giro mueve la parte de la góndola, de manera que el aerogenerador apunte en dirección contraria al paso del viento. La unidad de control del ángulo de ataque inclina los álabes para que estos puedan extraer la máxima potencia del viento. Los álabes que están montados sobre el cubo, al captar esta energía mueven el cubo sobre su eje vertical, de manera que el eje de baja velocidad gira y por medio de una caja multiplicadora aumenta la velocidad del giro entregando potencia mecánica a uno de los elementos eléctricos que es el generador. Todo el proceso que se acaba de mencionar está regido por un control, ya que por sí solos los elementos mecánicos no tienen la capacidad de ejecutar este proceso.

La torre constituye una de las partes claves del aerogenerador, ya que debe tener la capacidad de soportar el peso de la estructura, así como sus esfuerzos de operación y vibraciones. Su altura depende del diámetro de los álabes, que a su vez dependen de la capacidad de generación del aerogenerador y están hechos comúnmente de concreto o acero.

La góndola, como la que se muestra en la Figura 2.5, sirve como protección y base, para ciertos elementos mecánicos, eléctricos y de control del sistema.



Figura 2.5 Góndola del aerogenerador N117 de la planta Nordex en Jonesboro Arkansas

### 2.3.2 Elementos eléctricos

Los elementos eléctricos del sistema son el generador, el convertidor electrónico de potencia, los filtros y los transformadores. El generador es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. La figura 2.6 ilustra diferentes generadores, entre los que se encuentran: generador síncrono de imanes permanente, generador de inducción doblemente alimentado, generador de inducción de jaula de ardilla y generador de inducción de rotor devanado, entre otros [6].

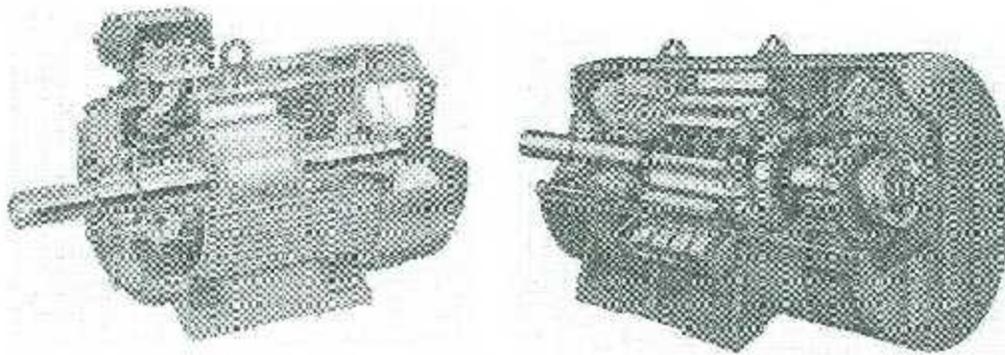


Figura 2.6 Generador de inducción de jaula de ardilla y generador síncrono

El convertidor permite regular la tensión y la frecuencia del aerogenerador, de manera que aunque la velocidad del viento disminuya o aumente, del lado de la red se tenga una tensión fija, sin perturbaciones. En otros casos el convertidor ayuda a controlar al generador regulando la potencia.

### 2.3.3 Elementos de control

Los elementos de control permiten el sensado de variables físicas. Dentro de estos elementos se encuentra el anemómetro, que es el encargado de medir la velocidad del viento, la veleta, que ayuda a encontrar la dirección del viento, medidores de voltaje y corriente, que ayudan en gran parte al control, ya que se encuentran localizados en varias secciones del aerogenerador. Estos sensores miden las variables y mandan la información al control del aerogenerador, para determinar qué acciones tomar de acuerdo a las lecturas. Se puede ejemplificar lo anterior: 1) Las lecturas provenientes de la veleta apoyan las acciones del control de orientación del aerogenerador, 2) la información proveniente del anemómetro ayuda a definir el ángulo de paso de los alabes, ó 3) con los sistemas de protección que actúan de acuerdo de los parámetros obtenidos de los sensores.

## 2.4 Tipos de aerogeneradores

Los aerogeneradores se clasifican en 5 tipos, basados en la configuración y componentes que los conforman, los cuales definen su tipo de velocidad [8][12].

- Tipo 1: Aerogenerador de velocidad fija con generador de jaula de ardilla (SCIG).
- Tipo 2: Aerogenerador de velocidad semi-variable con generador de inducción de rotor devanado (WRIG).
- Tipo 3: Aerogenerador de velocidad semi variable con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG).
- Tipo 4: Aerogenerador con velocidad completamente variable, puede implementarse con SCIG, generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG).
- Tipo 5: Aerogenerador sincrónico de rotor devanado (WRSG) o generador sincrónico con superconductores de alta temperatura (HTS-SG).

### 2.4.1 Aerogenerador Tipo 1

Este tipo de aerogenerador consta de una turbina de viento, acoplada mediante un eje a una caja de transmisión (encargada de multiplicar la fuerza mecánica). En el lado de alta velocidad está acoplado al generador de inducción de jaula de ardilla, el cual tiene una variación de velocidad del 1% con respecto a la velocidad sincrónica. Existen casos donde el generador consta de 4 ó 6 polos para operar a 50 y 60 Hz.

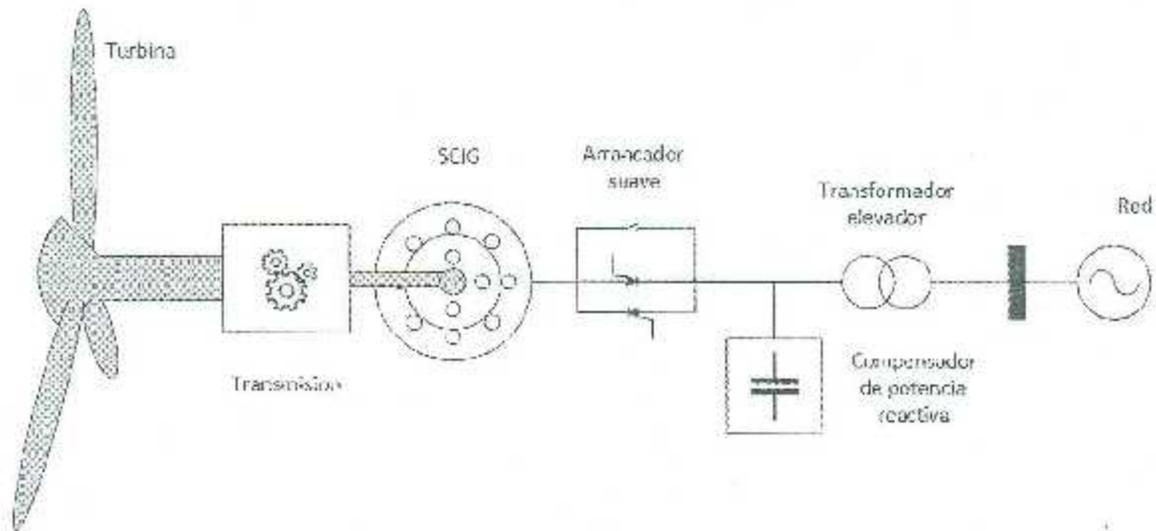


Figura 2.7 Configuración del aerogenerador Tipo 1.

En el proceso de arranque se produce una alta corriente de magnetización, para ello se emplea un arrancador suave para limitar esta corriente. Durante su operación el generador consume potencia reactiva para excitar al rotor; para ayudar a compensar este consumo se colocan bancos de capacitores entre el generador y el transformador. Esta configuración de generador es simple, como se puede observar en la Figura 2.7, no requiere un convertidor de potencia, lo cual implica un bajo costo.

#### 2.4.2 Aerogenerador Tipo 2

El aerogenerador de Tipo 2 tiene una configuración similar a la del aerogenerador Tipo 1, lo que le permite operar a una velocidad variable es que el SCIG es reemplazado por un generador de inducción de rotor devanado que está conectado a un convertidor de potencia, como se muestra en la Figura 2.8. El convertidor cuenta con la capacidad de ajustar la resistencia del rotor, lo que permite variar la velocidad y a su vez aumentar las pérdidas [11][12].

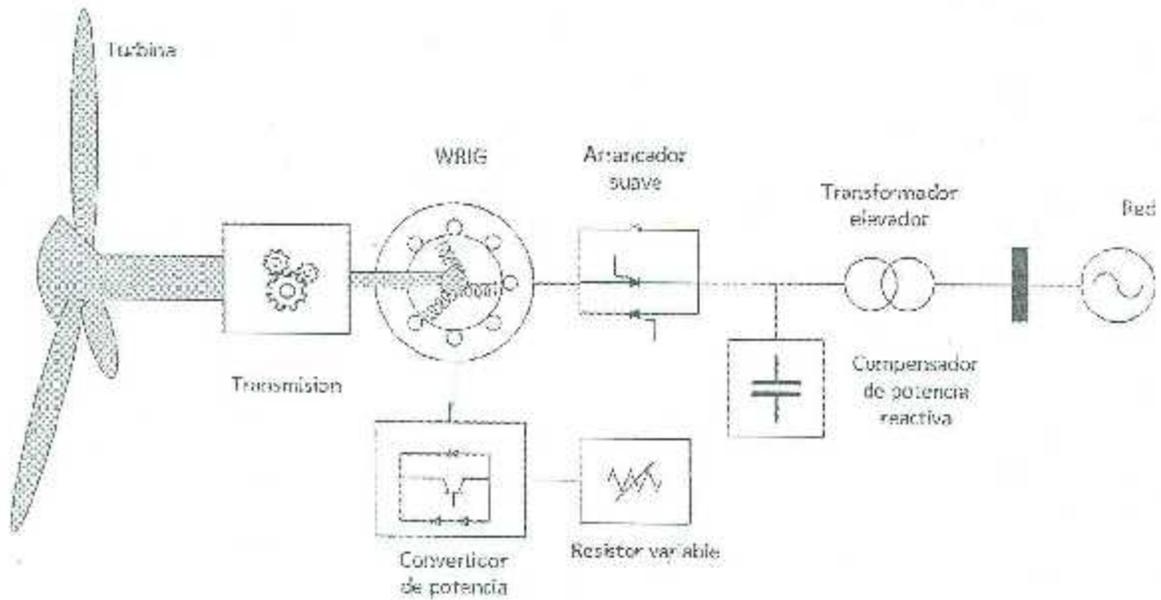


Figura 2.8 Configuración del aerogenerador Tipo 2

Consecuentemente, este tipo de aerogenerador puede extraer más potencia del viento. En comparación con el aerogenerador de Tipo 1, se tiene una eficiente conversión de energía con bajo estrés en los componentes mecánicos, pero consta de más pérdidas y tiene un costo de mantenimiento más alto debido al convertidor, a los anillos rozantes y a las escobillas, por parte del generador [9].

### 2.4.3 Aerogenerador Tipo 3

En este tipo de aerogenerador se incrementó la velocidad de operación, y se logró eliminar el compensador de potencia reactiva y el arrancador suave que empleaban los aerogeneradores tipo 1 y tipo 2.

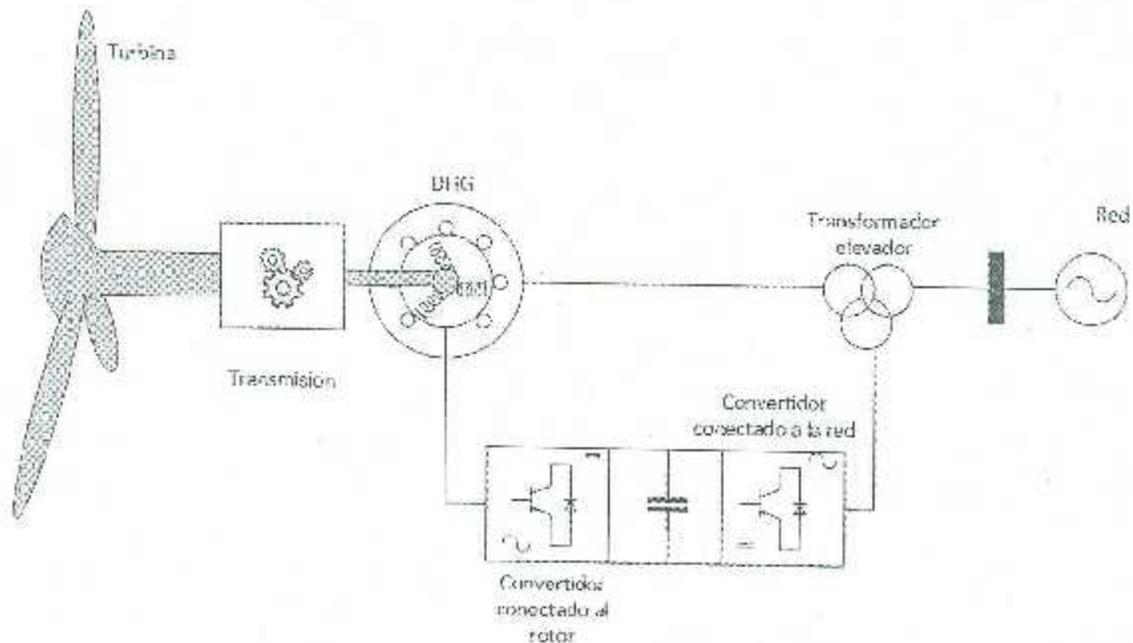


Figura 2.9 Configuración del aerogenerador tipo 3

La Figura 2.9 ilustra una configuración donde se utiliza el generador doblemente alimentado. En la figura se puede apreciar que el estator está conectado directamente a la red y el rotor está conectado a la red por medio de un convertidor bidireccional "Back to Back", el cual desacopla la frecuencia de la red con la del rotor. La variación de velocidad del generador se logra mediante el convertidor conectado al rotor (RSC), el cual controla la velocidad, torque, potencia reactiva y activa. La inyección de potencia se realiza a través del rotor y el estator dependiendo de la velocidad a la que opere.

En este tipo de turbina la velocidad nunca varía más allá del  $\pm 30\%$  de la velocidad sincrónica, esto es para que el RSC no alcance altos voltajes, debido a que solo puede realizar un intercambio de potencia del 30% de la potencia nominal del estator. Al manejar parcialmente la potencia en el convertidor también se reduce la potencia del convertidor, pero a cambio se aumenta el costo del sistema debido a su complejidad [10].

#### 2.4.4 Aerogenerador Tipo 4

En el aerogenerador tipo 3 el convertidor maneja parcialmente la potencia y se conecta del lado del rotor. El aerogenerador tipo 4 ilustrado en la figura 2.10 tiene una variación de velocidad del 100%, lo cual implica que el manejo de potencia es también del 100%, esto define que el convertidor a emplear debe ser más robusto, lo que aumenta su costo. El convertidor tiene el control del manejo de potencia, haciendo de él una opción viable para el manejo de fallas, y bajo una operación a media tensión se puede eliminar el uso de un transformador elevador.

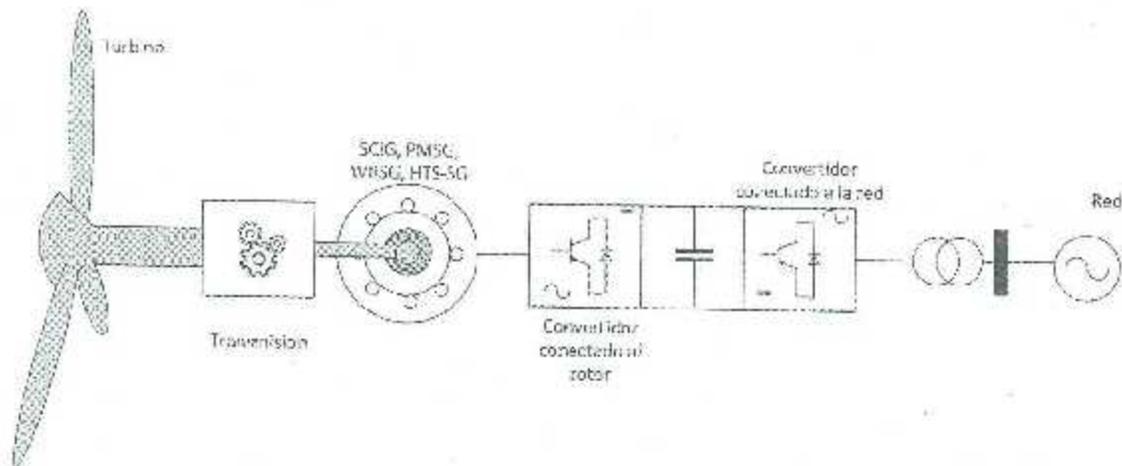


Figura 2.10 Configuración del aerogenerador tipo 4

El generador normalmente empleado en este tipo de aerogeneradores es el generador síncrono de imanes permanentes con el que se puede evitar el uso de una caja multiplicadora. Este generador no requiere mantenimiento de escobillas o anillos rozantes, en desventaja, el mantenimiento de los imanes permanentes es alto y se pueden desmagnetizar a altas temperatura [12][13].

## Capítulo 3

### 3.1 Modelo del aerogenerador

El modelo del aerogenerador se compone de las ecuaciones que definen el comportamiento del mismo. Para modelar el aerogenerador de una manera más sencilla, el sistema se descompone en sus partes fundamentales: la turbina, el generador, el convertidor y el sistema de control.

### 3.2 Modelo de la turbina

El modelo de la turbina descrito por la ecuación 2.1 del capítulo anterior, define el comportamiento de la turbina y provee el valor de la potencia extraída del viento, este valor se tiene que transformar en par, para realizar el acople de la turbina con el generador.

La potencia extraída del viento se transforma en par mediante la ecuación 3.1:

$$T_{turbina} = \frac{P_p}{\omega_t} \quad (3.1)$$

donde  $\omega_t$  representa la velocidad angular de la turbina.

Según el sistema descrito en la figura 2.1 del capítulo 2, la turbina está acoplada al generador por medio de una caja multiplicadora. Tomando en cuenta lo anterior, la energía transmitida, de la turbina al rotor del generador, pasa por un sistema que tiene pérdidas. Para calcular el par total aplicado en el rotor del generador, se utiliza la forma rotacional de la segunda Ley de Newton, la cual permite representar la turbina, la transmisión y el generador, como masas conectadas entre sí por resortes sin masa que transmiten energía [3].

En la ecuación 3.2 se muestra una sola masa:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} + D\omega_r = T_e - T_{turbina} \quad (3.2)$$

donde  $J$  es el momento de inercia de la masa rotativa de la turbina-generador,  $\omega_r$  la velocidad mecánica,  $D$  el coeficiente de amortiguamiento de fricción viscosa y de viento,  $T_{turbina}$  es el par de la turbina y  $T_e$  es el par electromagnético del generador.

Para representar la parte mecánica del aerogenerador se utiliza el modelo de dos masas, como el de la figura 3.1, ya que el modelo de una sola masa puede no ser tan preciso por los múltiples elementos involucrados (generador, turbina y caja multiplicadora) [3][14].

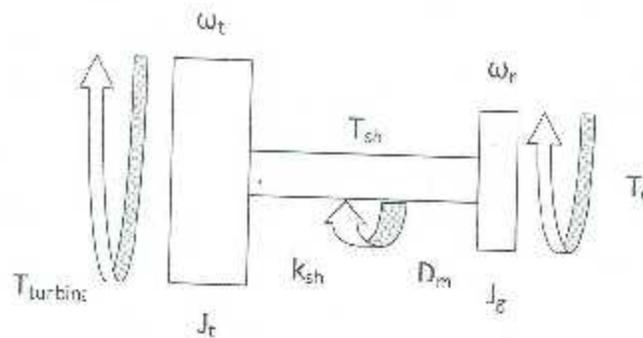


Figura 3.1 Modelo de dos masas.

La turbina y el generador están acoplados por un eje que permite la transferencia de energía mecánica, de la turbina hacia el rotor, tomando en cuenta los factores de amortiguamiento y rigidez del sistema. Las ecuaciones siguientes determinan el comportamiento del modelo de dos masas:

$$\frac{d}{dt} \omega_t = \frac{1}{2J_t} (T_{turbina} - T_{sh}) \quad (3.2)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{2J_g} (T_{sh} - T_e) \quad (3.3)$$

$$T_{sh} = k_{sh} \theta_{t\omega} + D_m \frac{d}{dt} \theta_{t\omega} \quad (3.4)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_{t\omega} = \omega_{el} (\omega_t - \omega_r) \quad (3.5)$$

donde  $\omega_t$  es la velocidad angular de la turbina,  $\omega_r$  es la velocidad angular del rotor,  $T_t$  es el par de la turbina,  $T_e$  es el par electromagnético,  $H_t$  es la constante de inercia de la turbina,  $H_g$  es la constante de inercia del generador,  $T_{sh}$  Par del eje que conecta la turbina al generador,  $k_{sh}$  es el coeficiente de rigidez,  $D_m$  coeficiente de amortiguamiento,  $\theta_{t\omega}$  es el ángulo de torsión del eje y  $\omega_{el}$  la velocidad eléctrica base ( $2\pi f$ ).

El par de la turbina resultante de las ecuaciones anteriores se introduce en el modelo del generador.

### 3.3 Modelo dinámico del Generador de Inducción doblemente alimentado

El modelo utilizado para representar al DFIG es el de un generador con rotor devanado. Las ecuaciones que representan el comportamiento del generador son las siguientes:

$$V_s^{abc} = \frac{d \psi_s^{abc}}{dt} + R_s I_s^{abc} \quad (3.6)$$

$$V_r^{abc} = \frac{d \psi_r^{abc}}{dt} + R_r I_r^{abc} \quad (3.7)$$

Cuando se aplica la transformada de Clark a las ecuaciones 3.6 y 3.7, las ecuaciones resultantes son las siguientes:

$$\overline{v}_r^a = R_r \overline{i}_r^a + \frac{d \overline{\psi}_r^a}{dt} + j \omega_r \overline{\psi}_r^a \quad (3.8)$$

$$\overline{v}_s^a = R_s \overline{i}_s^a + \frac{d \overline{\psi}_s^a}{dt} + j \omega_s \overline{\psi}_s^a \quad (3.9)$$

Aplicando la transformada de Park a las ecuaciones 3.8 y 3.9 se obtienen los siguientes voltajes en el eje de cuadratura:

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \quad (3.10)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \quad (3.11)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_m) \psi_{ds} \quad (3.12)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_m) \psi_{qr} \quad (3.13)$$

donde la velocidad mecánica  $\omega_m$  y la velocidad angular del estator  $\omega_s$  se obtienen mediante las siguientes ecuaciones:

$$\omega_r + \omega_m = \omega_s \quad (3.14)$$

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (3.15)$$

Los flujos del estator y del rotor están representados por las siguientes ecuaciones:

$$\psi_s = L_s I_s + L_m I_r \quad (3.16)$$

$$\psi_r = L_r I_r + L_m I_s \quad (3.17)$$

En las ecuaciones anteriores,  $L_s$  y  $L_r$  son las inductancias propias del estator y del rotor, y  $L_m$  representa la inductancia de magnetización, la cual está relacionada con la inductancia de fuga del estator y rotor  $L_\sigma$  y se obtienen mediante las ecuaciones 3.18 y 3.19:

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (3.18)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (3.19)$$

Las ecuaciones de voltaje en dq0 pueden interpretarse en el circuito equivalente mostrado en la Fig. 3.2.

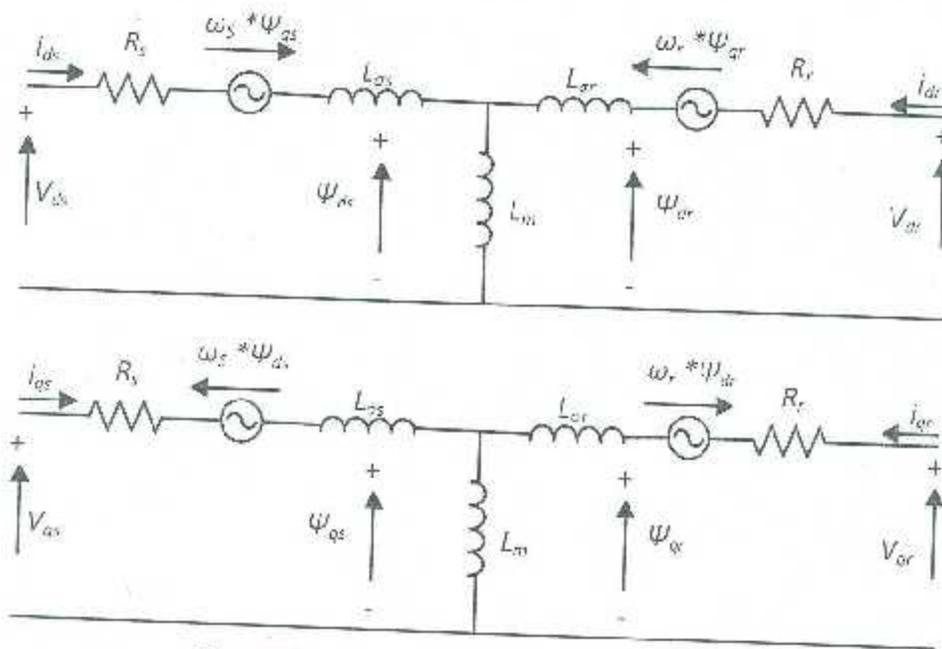


Figura 3.2 Circuito equivalente del DFIG.

El torque electromagnético se representa con la ecuación 3.20:

$$T_{cm} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \quad (3.20)$$

Las potencias activa y reactiva del estator y del rotor pueden representarse mediante:

$$P_s = \frac{3}{2} (V_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (3.21)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (V_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (3.22)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (V_{as} i_{ds} - v_{qs} i_{qs}) \quad (3.23)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (V_{dr} i_{dr} - v_{qr} i_{qr}) \quad (3.24)$$

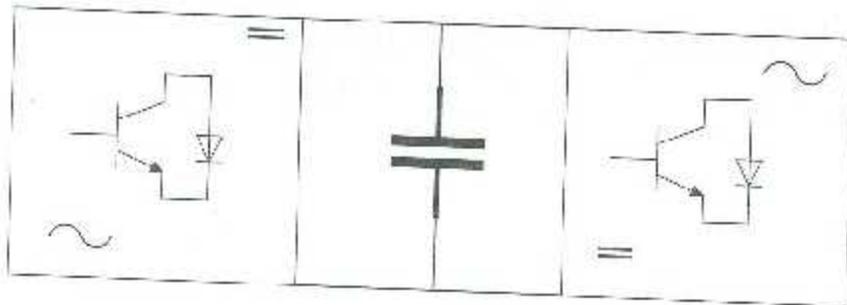
donde  $P$  y  $Q$  son la potencia activa y reactiva,  $V$  es el voltaje,  $i$  es la corriente y los sub índices  $r$  e  $s$  indican si son del rotor o del estator [3][14][16][18].

### 3.4 Modelo del convertidor Back to Back

#### 3.4.1 Ecuaciones del convertidor

El convertidor *back to back*, es un convertidor que consta de un convertidor conectado al rotor y un convertidor conectado a la red, conectados mediante un enlace de cd, como se muestra en la figura 3.3.

Convertidor conectado a la red



Convertidor conectado al rotor

Figura 3.3 Convertidor back-to-back.

El DFIG opera de manera sub-síncrona y de manera super-síncrona. Para cumplir con lo anterior el convertidor back-to-back cuenta con la capacidad de que el flujo de corriente sea bidireccional. También este tipo de convertidor permite tener un control sobre la magnitud de los voltajes y la frecuencia. Para explicar las ecuaciones se toma el circuito del convertidor de la figura 3.4 [2][3][17].

El circuito consiste en un convertidor de dos niveles que incluye 6 interruptores, con diodo en anti paralelo para permitir el flujo de corriente bidireccional. Un filtro que permite la conexión del convertidor con la red.

Primero se define  $S_k$  que representa el estado lógico del interruptor, donde  $k = a, b, c$ . Se establece la norma de que los dos interruptores de una misma pierna no pueden estar encendidos al mismo tiempo.

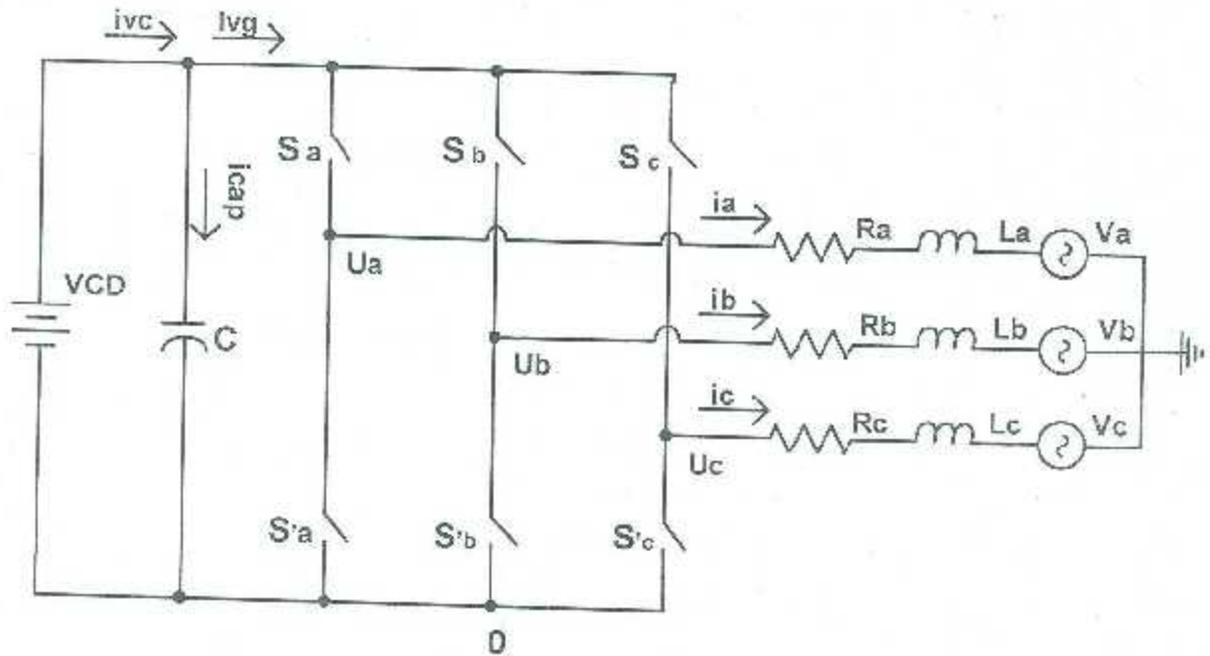


Figura 3.4 Circuito equivalente del convertidor con fuentes de voltaje.

Aplicando leyes de Kirchoff se tienen las siguientes ecuaciones:

$$-V_a + L_a \frac{di_a}{dt} + R_a i_a + U_a = 0 \quad (3.25)$$

$$-V_b + L_b \frac{di_b}{dt} + R_b i_b + U_b = 0 \quad (3.26)$$

$$-V_c + L_c \frac{di_c}{dt} + R_c i_c + U_c = 0 \quad (3.27)$$

donde  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  son las fuentes de voltaje que representan un bus infinito,  $R_x$  y  $L_x$  son la resistencia e inductancia del filtro del lado de la red,  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  son las

corrientes de salida del convertidor y,  $U_a$ ,  $U_b$  y  $U_c$  son los voltajes de salida del convertidor referido a tierra. Para obtener estos voltajes se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$U_a = S_a V_{cd} + V_{0gnd} \quad (3.28)$$

$$U_b = S_b V_{cd} + V_{0gnd} \quad (3.29)$$

$$U_c = S_c V_{cd} + V_{0gnd} \quad (3.30)$$

donde  $V_{0gnd}$  representa el voltaje entre el punto 0 del circuito y la tierra, y se expresa por la ecuación:

$$V_{0gnd} = -[S_a + S_b + S_c] * \frac{V_{cd}}{3} \quad (3.31)$$

Al sustituir 3.31 en 3.28, 3.29 y 3.30 se tiene:

$$U_a = \frac{V_{cd}}{3} [2S_a - S_b - S_c] \quad (3.32)$$

$$U_b = \frac{V_{cd}}{3} [2S_b - S_a - S_c] \quad (3.33)$$

$$U_c = \frac{V_{cd}}{3} [2S_c - S_a - S_b] \quad (3.34)$$

Según la regla establecida anteriormente, de no tener dos interruptores encendidos al mismo tiempo por cada pierna del convertidor, se tienen 8 combinaciones de estado, de los interruptores que se ilustran en la Fig. 3.5 [3][19].

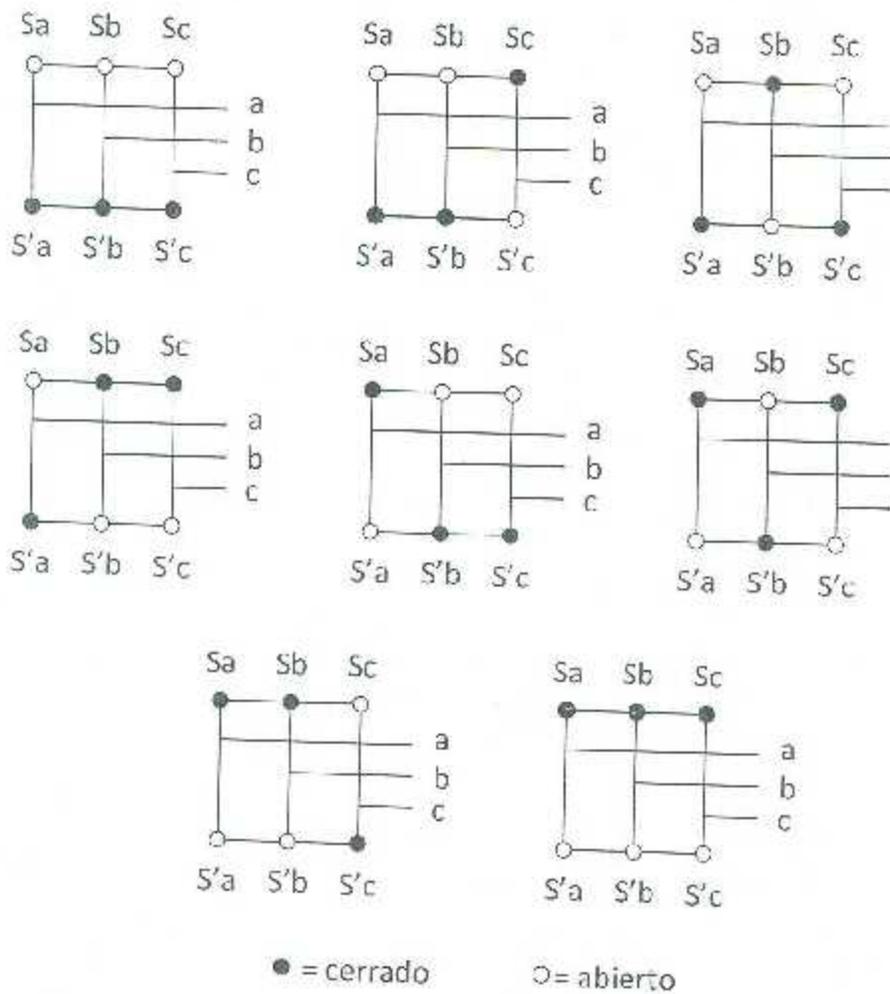


Figura 3.5 Combinaciones permitidas de estados del convertidor.

Los voltajes de salida son dependientes de las combinaciones mostradas anteriormente, los cuales se pueden apreciar en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Voltajes de salida en función de los estados de conmutación.

Estados de conmutación			Voltajes		
$S_a$	$S_b$	$S_c$	$U_a$	$U_b$	$U_c$
0	0	0	0	0	0
0	0	1	$-\frac{V_{cd}}{3}$	$-\frac{V_{cd}}{3}$	$\frac{2V_{cd}}{3}$
0	1	0	$-\frac{V_{cd}}{3}$	$\frac{2V_{cd}}{3}$	$-\frac{V_{cd}}{3}$
0	1	1	$-\frac{2V_{cd}}{3}$	$\frac{V_{cd}}{3}$	$\frac{V_{cd}}{3}$
1	0	0	$\frac{2V_{cd}}{3}$	$-\frac{V_{cd}}{3}$	$-\frac{V_{cd}}{3}$
1	0	1	$\frac{V_{cd}}{3}$	$-\frac{2V_{cd}}{3}$	$\frac{V_{cd}}{3}$
1	1	0	$\frac{V_{cd}}{3}$	$\frac{V_{cd}}{3}$	$-\frac{2V_{cd}}{3}$
1	1	1	0	0	0

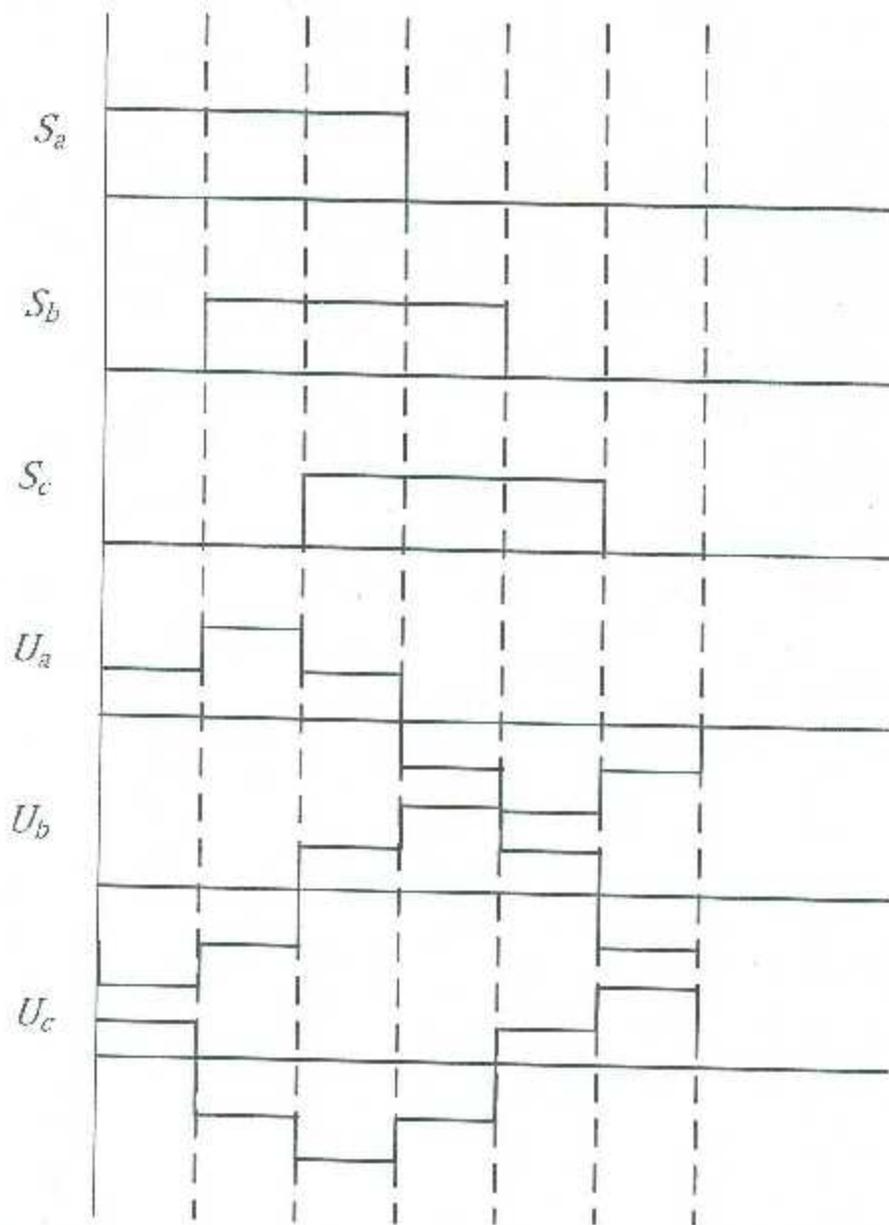


Figura 3.6 Combinaciones permitidas de estados del convertidor.

### 3.4.2 Ecuaciones del enlace de CD

El enlace de cd, como el que se muestra en la Fig. 3.7, interconecta el GSC y el RSC. En él se encuentra un capacitor o un banco de capacitores, que se encargan de almacenar energía para mantener el nivel de voltaje en el enlace.

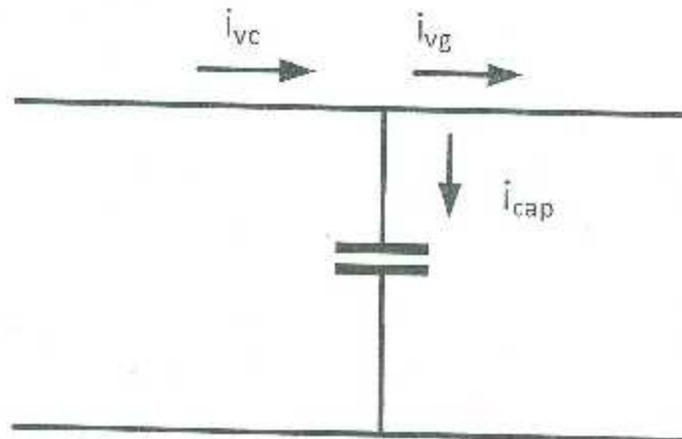


Figura 3.7 Flujo de corrientes en el enlace de cd.

Para determinar el voltaje en el enlace de cd se tiene que encontrar el voltaje en el capacitor, el cual puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$V_{cap} = \frac{1}{C} \int i_{cap} dt \quad (3.35)$$

Para obtener la corriente del capacitor se aplica la ley de Kirchhoff al nodo donde entra la corriente, lo que daría la siguiente relación:

$$i_{vc} - i_{vg} - i_{cap} = 0 \quad (3.36)$$

Despejando la corriente del capacitor queda:

$$i_{cap} = i_{vc} - i_{vg} \quad (3.37)$$

donde la corrientes  $i_{vg}$  e  $i_{vc}$  están en función de los estados de conmutación, pudiéndose entonces definir las siguientes ecuaciones:

$$i_{vg} = i_a S_a + i_b S_b + i_c S_g \quad (3.38)$$

$$i_{vc} = i_{ar} S_{ar} + i_{br} S_{br} + i_{cr} S_{cr} \quad (3.39)$$

donde las corrientes y los estados de conmutación el subíndice  $r$  representan los estados de conmutación y corrientes del convertidor del lado del rotor.

Sustituyendo 3.38 en 3.37, la corriente del capacitor:

$$i_{cap} = i_{vc} - (i_a S_a + i_b S_b + i_c S_c) \quad (3.49)$$

## Capítulo 4

### 4.1 Sistema de Control de un Aerogenerador

El control de un aerogenerador es una de las partes fundamentales y por lo tanto más estudiadas, por el simple hecho de que representa la comunicación de todos los componentes físicos del aerogenerador, como son los sensores y actuadores. El control del aerogenerador cubre una extensa variedad de funciones, una manera sencilla de describirlo sería que el control se encarga de lograr una generación de energía regulada y de garantizar la extracción de la máxima potencia del viento, así como de la protección del mismo sistema ante alguna perturbación. Esto se logra gracias a que el control mantiene en sus valores óptimos a variables como la potencia reactiva, potencia activa, par y voltaje en el enlace de cd del convertidor.

### 4.2 Técnicas de control

Existen varias maneras de controlar un aerogenerador, y si se habla de control una parte importante debe ser la mención del control del convertidor. La Figura 4.1 muestra la clasificación de algunas de las técnicas de control. Dentro de estas existen distintas técnicas de control, unas más complicadas y otras más sencillas pero que llevan problemas de implementación. Los tipos de control que se mencionan a continuación se derivan del control clásico, están orientados al control del convertidor y de la máquina, y se utilizan comúnmente en los aerogeneradores [1][3][2][20].

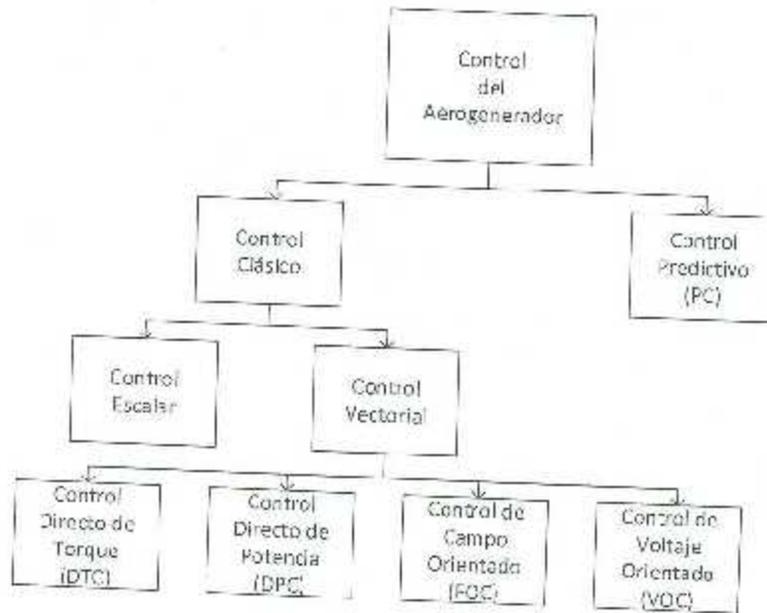


Figura 4.1 Clasificación de las técnicas de control para un aerogenerador.

#### 4.2.1 Control Directo de Torque (DTC)

En este tipo de control se busca controlar la magnitud del par y del flujo del rotor. Este control es confiable, pero tiene el problema de no tener una frecuencia constante de conmutación. Al tener una frecuencia de conmutación variable, las pérdidas de conmutación varían y alteran variables de operación como son: la velocidad, el par y el flujo del rotor.

El DTC busca controlar el par, para lo cual se define que las corrientes del rotor y del estator son vectores en el espacio que rotan en sentido contrario a las manecillas del reloj a velocidad síncrona, con un ángulo que los separa, si este ángulo es modificado se puede controlar el par según la ecuación 4.1, como se muestra en la Figura 4.2.

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} \left| \vec{\psi}_r \right| \cdot \left| \vec{\psi}_s \right| \sin \delta \quad (4.1)$$

donde  $p$  es el número de polos y  $\delta$  es el ángulo que hay entre el flujo del estator  $\psi_s$  y el flujo del rotor  $\psi_r$ .

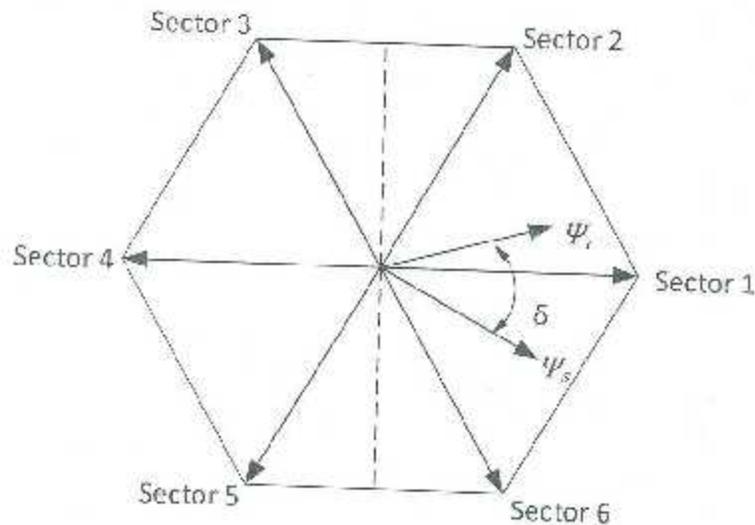


Figura 4.2 Vectores de flujo en un DFIG.

Para lograr manipular el ángulo  $\delta$  se necesita hacer que el vector del flujo del rotor gire a la misma velocidad que el flujo del estator a una distancia  $\delta$  de ésta. Para manipular el vector del flujo del rotor se necesita aplicar un voltaje específico, definido por la ecuación 4.2

$$V_r = R_r i_r + \frac{d\psi_r}{dt} \quad (4.2)$$

El diagrama de bloques de este control se muestra en la figura 4.3.

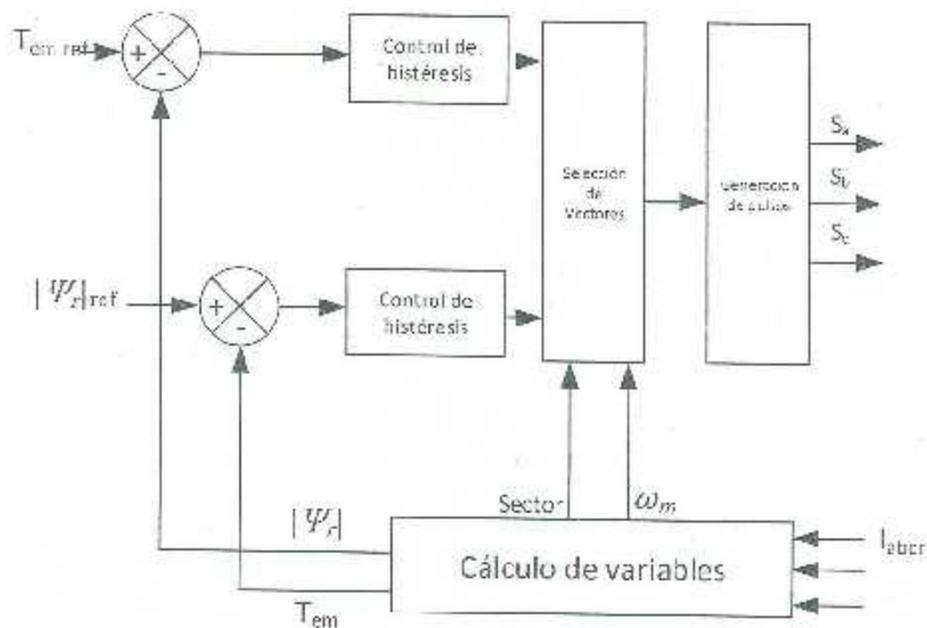


Figura 4.3 Diagrama de control del DTC.

#### 4.2.2 Control Directo de Potencia (DPC)

Con este control se controla la potencia activa y reactiva del estator. Este tipo de control se emplea de manera similar al DTC, manipulando la separación entre los vectores de flujos del rotor y del estator mediante la inyección de voltaje en el rotor. Para lograr esto se define que la potencia reactiva y activa son dependientes del flujo del estator y del rotor. Según las ecuaciones 4.3 y 4.4 se puede observar también cómo el ángulo  $\delta$  y las amplitudes de los flujos pueden manipular la potencia activa y reactiva.

$$P_s = \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} \omega_s \left| \vec{\psi}_r \right| \cdot \left| \vec{\psi}_s \right| \text{sen} \delta \quad (4.3)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{\omega_s}{\sigma L_s} \left| \vec{\psi}_s \right| \left[ \frac{L_m}{L_r} \left| \vec{\psi}_s \right| - \left| \vec{\psi}_r \right| \text{cos} \delta \right] \quad (4.4)$$

En la figura 4.4 se muestra el diagrama de bloques del sistema de control de DPC.

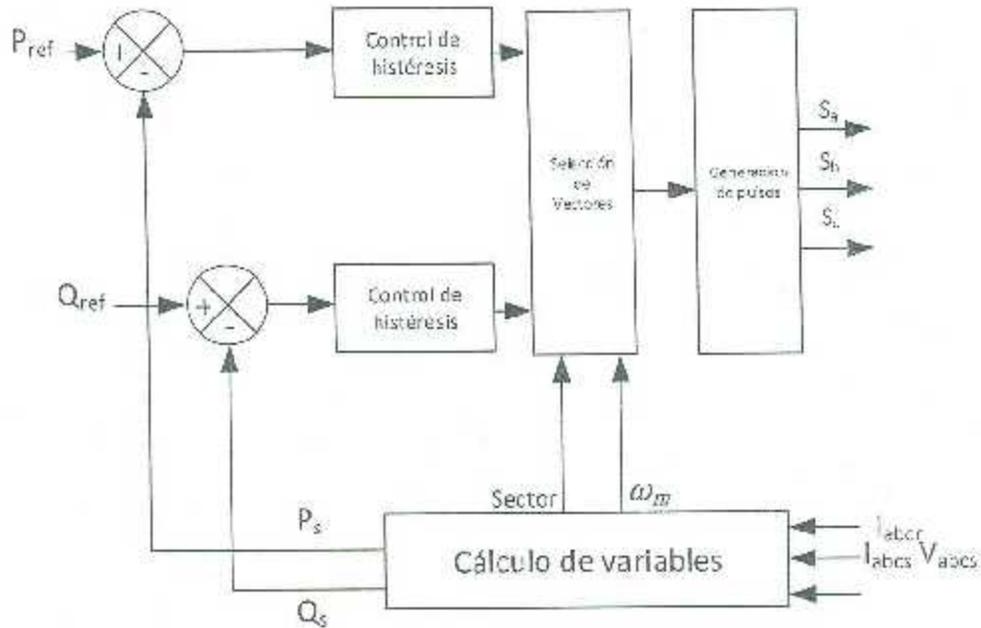


Figura 4.4 Diagrama de control del DPC.

#### 4.2.3 Control de Flujo Orientado

Este tipo de control funciona calculando los flujos del estator y alineándolos al eje  $d$  del sistema de coordenadas  $dq_0$ . Los cuales se calculan a partir de los voltajes y las corrientes de la red. Al alinear estos ejes como se muestra en la figura 4.5, las ecuaciones de la máquina se reducen de manera que el control se simplifica. Esto se implementa mediante dos lazos de control de corrientes [17][21].

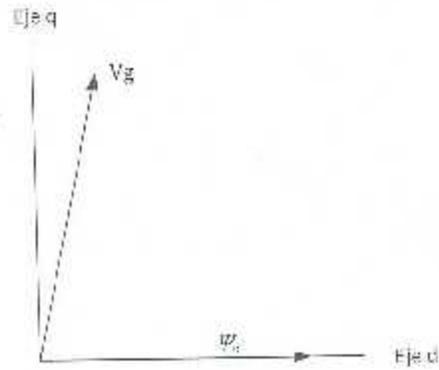


Figura 4.5 Representación vectorial del flujo y del voltaje del estator.

donde el esquema de control es el que se muestra en la Figura 4.6.

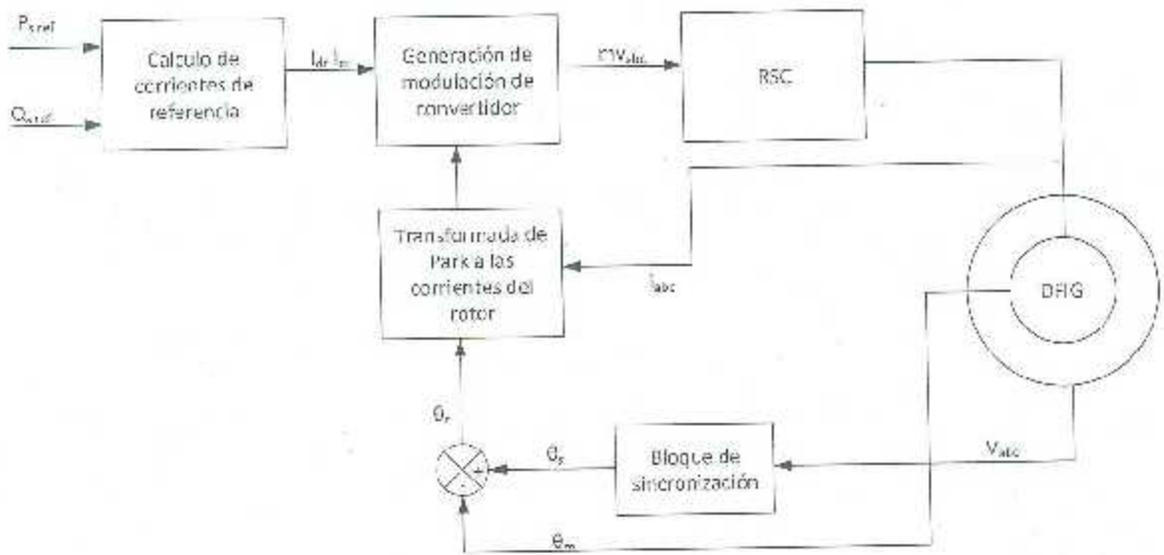


Figura 4.6 Diagrama de control de FOC.

El funcionamiento de este control funciona de la misma manera que el control de voltaje orientado.

#### 4.2.4 Control de Voltaje Orientado (VOC)

En el control de flujo orientado, FOC, se mencionó anteriormente que el eje de flujos se alineaba con respecto al el eje  $d'$  de sistema de coordenadas  $dq_0$ . En el caso del VOC los voltajes del estator se orientan con respecto al eje  $q$  como se muestra en la figura 4.7 permitiendo simplificar el modelo de control [17][21].

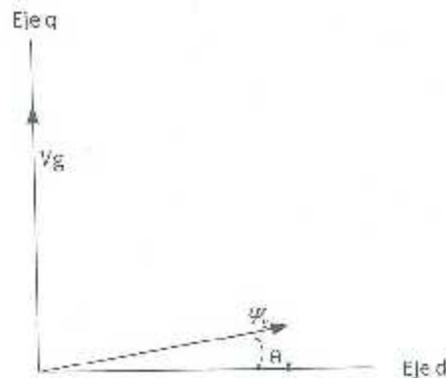


Figura 4.7 Representación vectorial del flujo y del voltaje del estator en el control VOC.

#### 4.3 Control del aerogenerador

A continuación, se explican de manera detallada los bloques y el funcionamiento del control del modelo utilizado. Para entender la armonía de trabajo, así como su estructura, se presenta la Fig. 4.8, donde se puede apreciar la división del sistema de control del aerogenerador en 4 niveles, que se encargan de interactuar con los elementos físicos del aerogenerador y mandar variables entre si para determinar el comportamiento que deben seguir todos sus elementos, logrando así un buen desempeño y una alta eficiencia.

Los niveles se van a describir desde la jerarquía más alta hasta la más baja. Al establecer una jerarquía no se habla de que algún nivel es más importante que otro, sino que el flujo de variables lleva una dirección y un proceso, desde el nivel más alto donde el flujo de variables es lento hasta el nivel más bajo donde las variables

cambian a gran velocidad y con gran frecuencia en comparación con los niveles más altos [1][3].

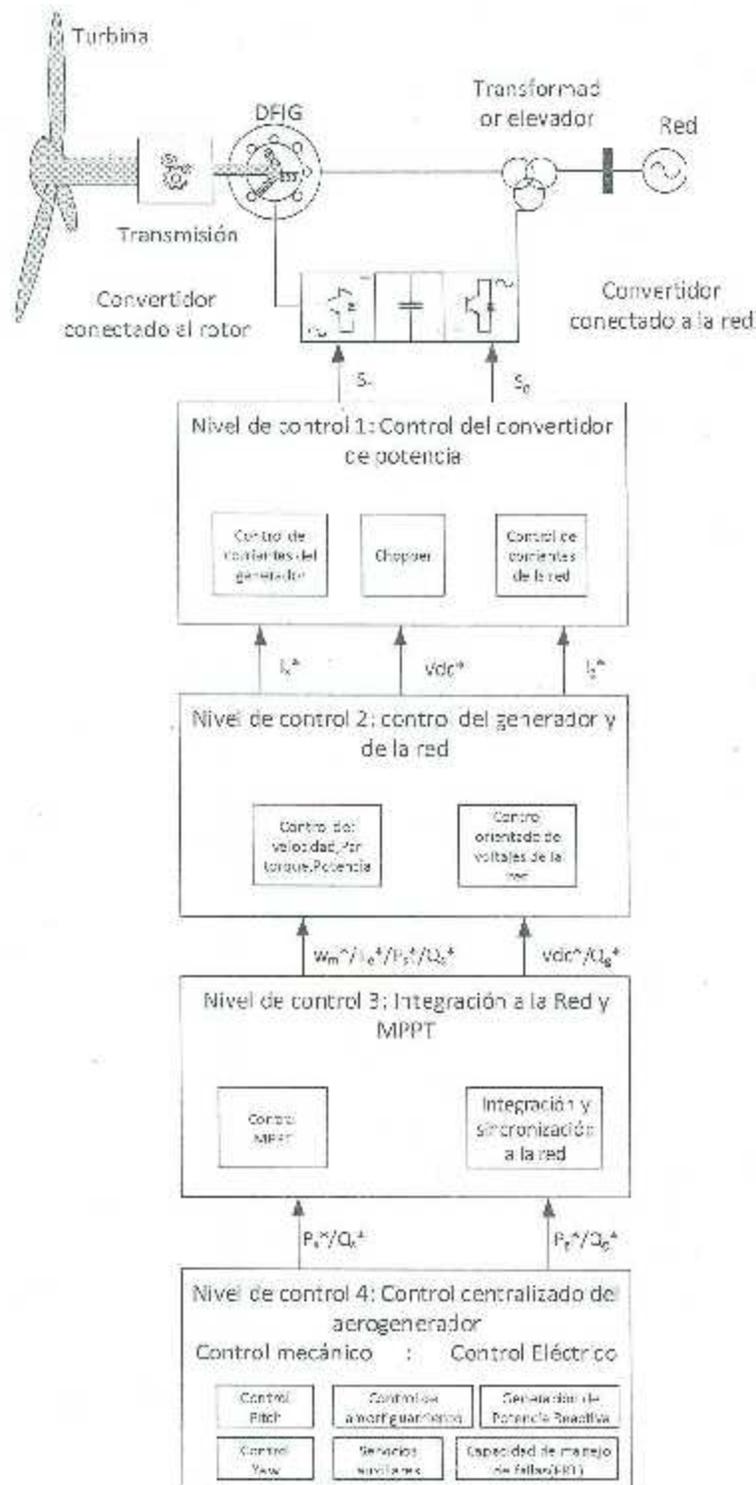


Figura 4.8 Representación vectorial del flujo y del voltaje del estator en el control VOC.

### 4.3.1 Nivel 4 de Control

Como se puede apreciar en la Figura 4.8, se tiene una división de los esquemas de control: una parte es el control mecánico donde se incluyen el sistema de control de alabeo (pitch) y el sistema de control de orientación del aerogenerador (yaw). Por otra parte, se tiene el control eléctrico, que sería la generación de potencia reactiva y la capacidad de manejo de falla de interconexión a la red. También se tiene un nivel intermedio, que sería el control que actúa en ambas partes, tanto en la mecánica, como sería el caso de frenos para el eje del aerogenerador o un algoritmo de control que permita que el sistema mecánico no se estrese al actuar. En la parte eléctrica se tienen las protecciones que actúan en el momento en que el sistema FRT mande la señal [22][23].

El control de pitch implementado en el modelo se muestra en la Fig. 4.9.

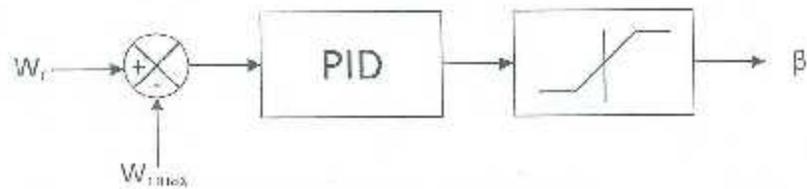


Figura 4.9 Control de pitch.

El error obtenido de la relación de la velocidad del rotor y la velocidad máxima del rotor pasa por un control proporcional integral derivativo, el cual proporciona a la salida, el ángulo que pasa por un limitador ya que el ángulo de pitch de los álabes no puede exceder los  $20^\circ$ . Es importante mencionar que este control no actúa a menos que la velocidad del viento exceda su valor promedio de diseño. Este control actúa con el propósito de que a pesar de que la velocidad del viento exceda el valor promedio, el generador va a seguir operando a potencia nominal, ya que el ángulo de ataque del viento es mayor y el aprovechamiento de la potencia eólica es menor. Los datos que utiliza el control se obtienen por medio de sensores, como el sensor de par para la velocidad del rotor y el anemómetro para el caso de la velocidad del viento.

Desde otro punto de vista, existen unos niveles 5 y 6, donde el nivel 5 representaría, en el caso de una granja eólica el control de la misma y el nivel 6 consistiría en directivas impuestas por centros de supervisión que se rigen a partir de un estándar, como sería el código de red.

El código de red es un estándar que varía según la región, ya que son actualizados por los operadores de las redes de transmisión y tiene el objetivo de mantener la calidad de la potencia suministrada, así como la estabilidad de la red. Los puntos principales en un código de red son los siguientes:

1. Tolerancia de voltaje y frecuencia de la red
2. Control de potencia activa
3. Generación de potencia reactiva (RPG)
4. Capacidad de manejo de falla (FRT)

Estos puntos permiten asegurar que el generador o la "planta" trabajen como una planta de energía convencional. En el nivel 4 se tiene, por la parte eléctrica, la generación de potencia reactiva. Esta no es más que una directiva que, según lo establecido anteriormente, es un valor de potencia reactiva que el nivel 4 de control toma como referencia. Con base a ese valor, el aerogenerador opera para alcanzar esa referencia, ya sea durante operación normal o anormal.

La capacidad de manejo de fallas o fault ride-through (por sus siglas en inglés FRT) consiste en la capacidad del aerogenerador para manejar ciertos eventos como: sags (caída de voltaje), swells (incremento de voltaje). Este tipo de eventos pueden provocar una desconexión súbita del aerogenerador, lo cual puede desestabilizar la red. Para afrontar este tipo de eventos se establece un régimen de operación como el que se muestra en la Fig. 4.10[16][24][25].

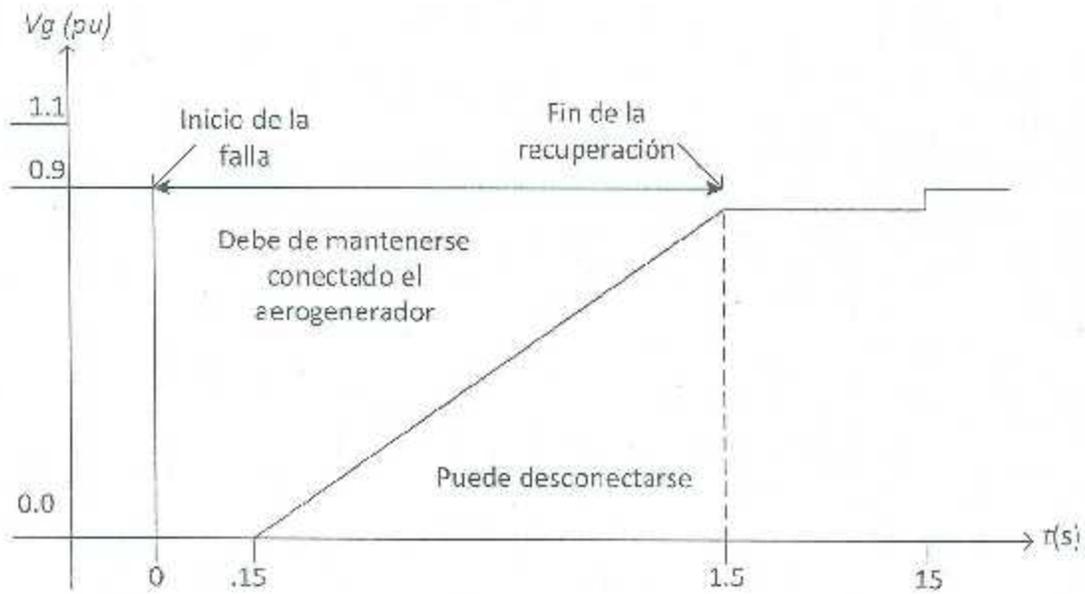


Figura 4.10 Curva de falla.

En la Fig. 4.10 se muestra que si el voltaje en la red cae a cero y esta caída sobrepasa los 0.15 segundos, el aerogenerador tiene la opción de desconectarse para protegerse.

### 4.3.2 Nivel 3 de Control

Este nivel se encarga de calcular los valores de potencia activa con base a un control de seguimiento del punto máximo de extracción (MPPT), y de realizar la integración y sincronización con la red por medio de un lazo de seguimiento de fase (PLL)[3][20][26].

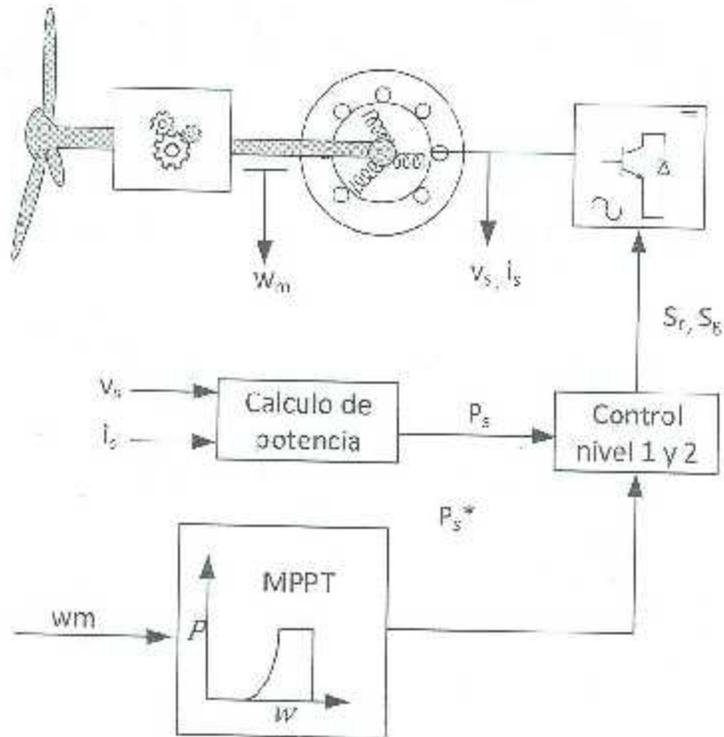


Figura 4.11 Implementación del MPPT.

El lazo de control MPPT, implementado como se muestra en la Fig. 4.11, se encarga de obtener un valor de potencia máxima del viento para un valor dado de velocidad del rotor, logrando así tener una alta eficiencia a distintas velocidades del viento, como se muestra en la Fig. 4.12.

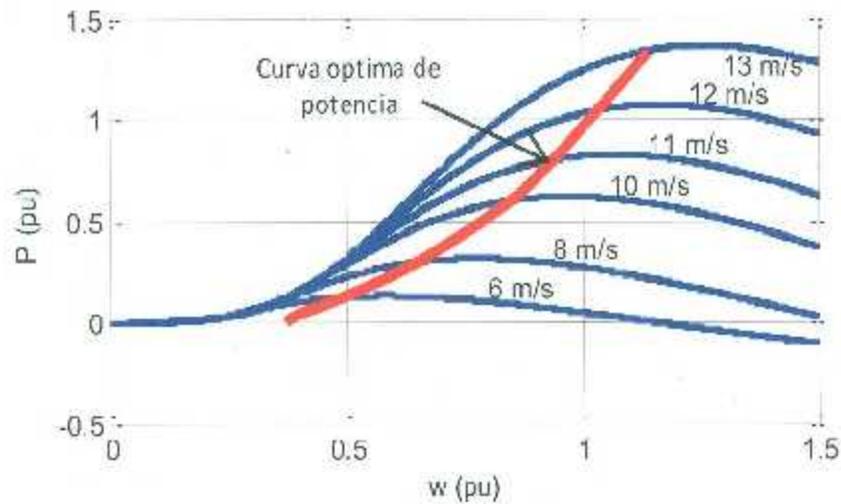


Figura 4.12 Implementación del MPPT.

Sin embargo, el MPPT sólo trabaja en una región de operación del aerogenerador, como se muestra en la Fig. 4.13. El aerogenerador empieza a generar energía a una velocidad mínima del rotor. Pasando este punto entra la región 2, donde el MPPT permanece constantemente buscando el máximo punto de extracción. Cuando la velocidad del rotor llega a su punto máximo se entra a la región 3, donde el pitch empieza a regular el ángulo de ataque de los álabes, logrando así mantener la velocidad del rotor en su valor máximo sin importar que la velocidad del viento se incremente. En caso de fuertes vientos, donde se pueda comprometer la integridad del aerogenerador, éste se saca de operación, lo que correspondería a la región 4.

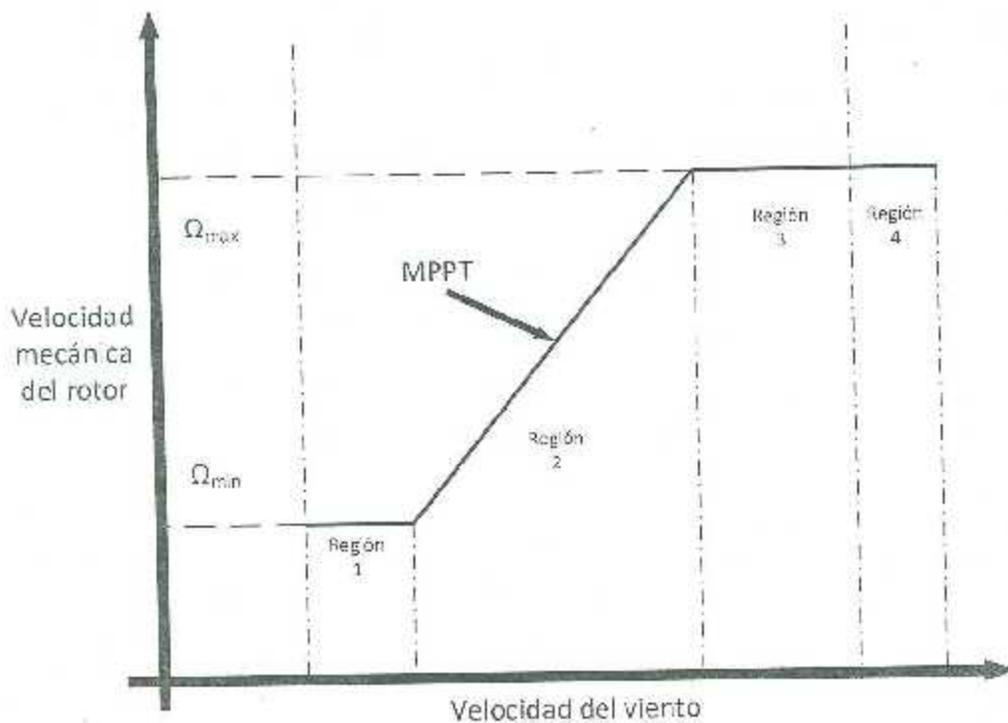


Figura 4.13 Regiones de operación de un aerogenerador.

En la Fig. 4.14 se muestra el lazo de seguimiento de fase (PLL, por sus siglas en inglés), el cual se encarga de ajustar el ángulo de las corrientes y voltajes de la red y provee un ángulo de sincronización de fases. Al tomar en cuenta lo mencionado sobre el control de voltaje orientado, el PLL toma un papel importante, ya que para orientar el sistema a los voltajes del estator. El PLL provee un ángulo de rotación del marco de referencia, este ángulo sirve para aplicar la transformada de Park.

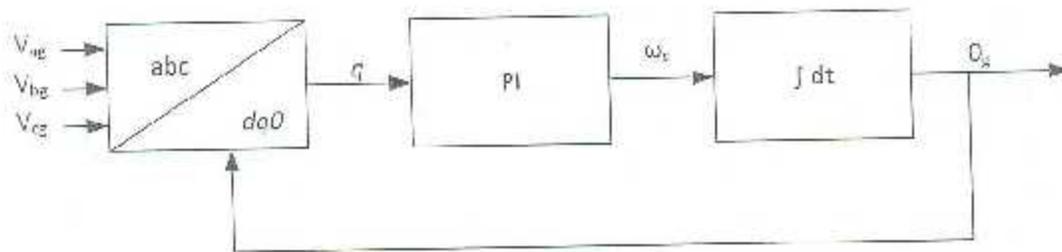


Figura 4.14 Lazo de seguimiento de fase (PLL).

### 4.3.3 Nivel 2 de Control

Este nivel se caracteriza por ser el encargado del control del generador y de la red, pero lo importante es que este nivel sirve de enlace para que el convertidor, por medio del Nivel 1 de control, opere para generar la potencia establecida en los valores de referencia. Este control consta de los mencionados anteriormente, ya sea DPC, DTC, FOC o VOC. Este control se encarga de hacer el monitoreo de los valores de referencia según el control y aportar las corrientes de referencia que utiliza el Nivel 1 de control. En la Fig. 4.15 se ilustra de manera más clara cómo están enlazados los controles de los Niveles 1 y 2.

En la Fig. 4.15 se muestra cómo al manejar el sistema en coordenadas  $dq_c$ , es posible controlar de manera independiente las potencias activa y reactiva, al controlar las corrientes de los ejes  $d$  y  $q$ . Las potencias activa y reactiva se comparan para obtener un error, que entrará posteriormente a un control PI, el cual proporcionará las corrientes de referencia para el Nivel 1, pero antes el limitador de corriente las mantiene a un nivel que no exceda las capacidades del DFIG y del RSC.

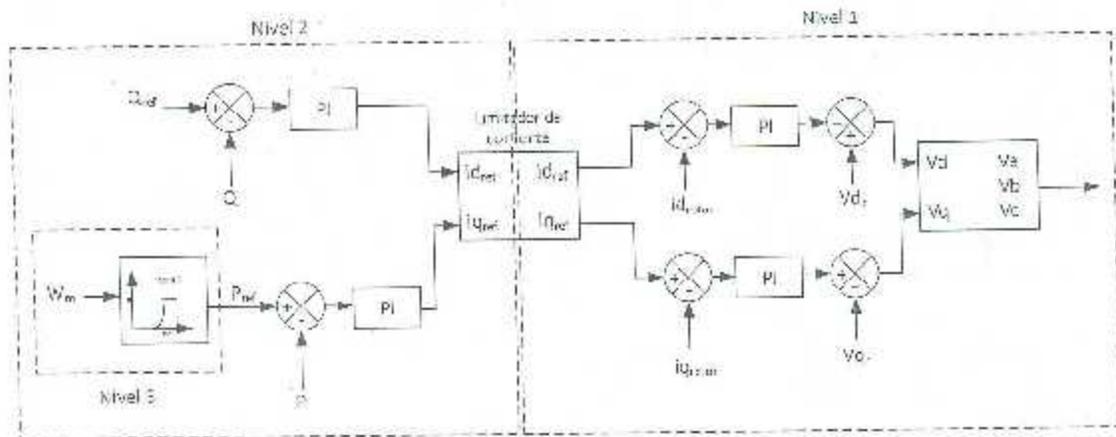


Figura 4.15 Control del convertidor del lado del rotor.

#### 4.3.4 Nivel 1 de Control

En el Nivel 1 de control, como se observa en la Fig. 4.15, las corrientes de referencia se comparan con las corrientes sensorizadas del rotor. El error pasa por un control PI, y la salida se suma a  $v_d$  y  $v_q$ , que representan los voltajes del rotor mostradas en las ecuaciones 4.5 y 4.6.

$$vr_d = ir_d R_r - is_q Lm_d s - ir_q (Ll_s + Lm_d) s \quad (4.5)$$

$$vr_q = ir_q R_r + is_d Lm_d s + ir_d (Ll_r + Lm_d) s \quad (4.6)$$

Estos voltajes están representados en el sistema de coordenadas  $dq_0$ . Aplicando la transformada inversa de Park se obtienen tres voltajes de referencia desfasados 120 grados. Estos voltajes son las modulaciones a introducir dentro de nuestro modelo de convertidor, ya que el modelo empleado es un modelo promedio del convertidor, como se muestra en la Figura 4.16.

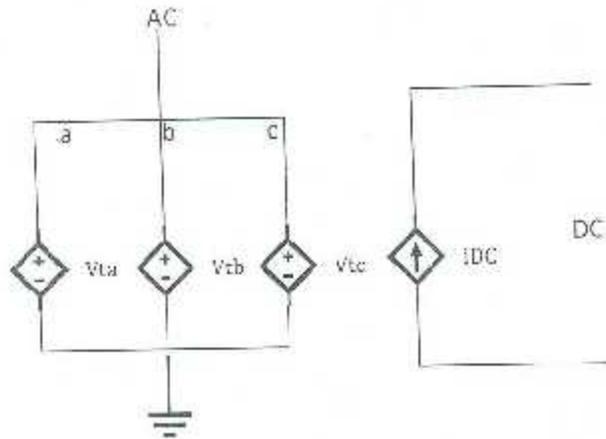


Figura 4.16 Modelo promedio de un convertidor con fuentes de voltaje.

El modelo está representado por las ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.9

$$V_{ta}(t) = \frac{V_{dc}}{2} m_a(t) \quad (4.7)$$

$$V_{tb}(t) = \frac{V_{dc}}{2} m_b(t) \quad (4.8)$$

$$V_{tc}(t) = \frac{V_{dc}}{2} m_c(t) \quad (4.9)$$

donde  $V_t$  corresponde al voltaje en terminales,  $V_{dc}$  es el voltaje del enlace de cd,  $m$  representa la modulación o voltaje de referencia y los subíndices  $a$ ,  $b$  y  $c$  representan las fases.

Despreciando las pérdidas en el convertidor, se puede establecer que la potencia del lado de corriente alterna es igual a la potencia del lado de DC. Por lo tanto, se puede establecer que la corriente del enlace de cd está representada por la Ecuación 4.10.

$$V_{dc} i_{dc}(t) = V_{ta}(t) i_a(t) + V_{tb}(t) i_b(t) + V_{tc}(t) i_c(t) \quad (4.10)$$

donde  $i_{dc}$  representa la corriente del capacitor,  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  son las corrientes de las fases [17].

#### 4.4 Control del modelo del aerogenerador

El convertidor del lado de la red se encarga de mantener el voltaje en el enlace de CD y opera bajo el mismo principio que el control del RSC, como se puede apreciar en la Fig. 4.17.

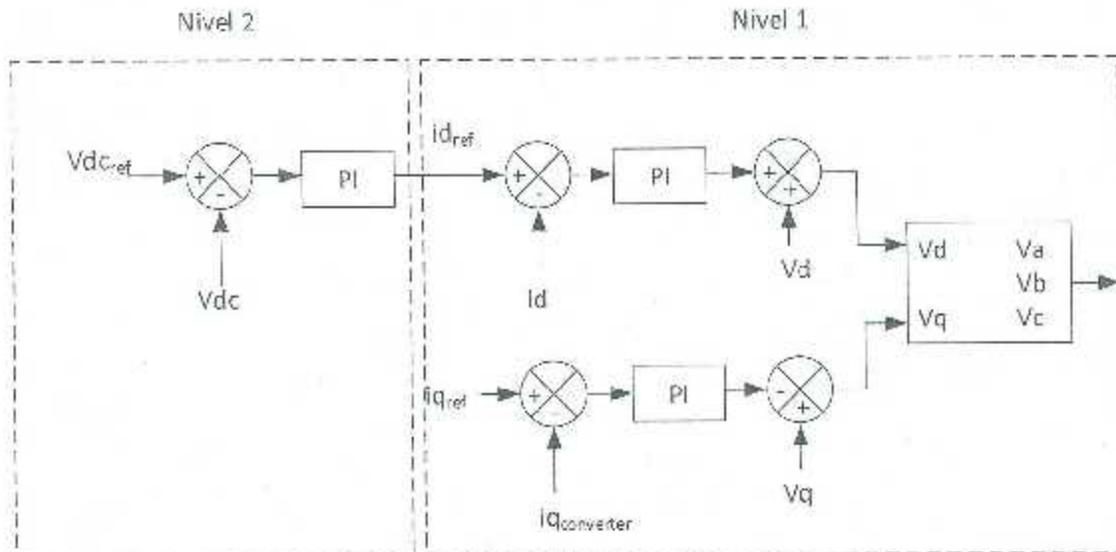


Figura 4.17 Control del convertidor del lado de la red.

donde las corrientes  $V_d$  y  $V_q$  de la figura 4.17 están definidas por las ecuaciones 4.11 y 4.12

$$v_d = L\omega_s i_q - R i_d + v_d \quad (4.11)$$

$$v_q = L\omega_s i_d - R i_q + v_q \quad (4.12)$$

#### 4.5 Sistema crowbar y chopper

El sistema crowbar consiste en un circuito localizado entre el RSC y el rotor del DFIG, el cual tiene la función de que las corrientes de falla dañen el RSC y que el enlace de cd exceda su voltaje máximo.

Cuando ocurre una falla en la red y el voltaje cae, la corriente en el estator incrementa. Este al estar acoplado magnéticamente con el rotor también incrementa la corriente del mismo. Estas corrientes fluyen y se introducen en el RSC y provoca un aumento en el voltaje del enlace de cd. Para ello se introduce este circuito que consiste de una resistencia por fase conectada en serie con respecto al rotor del DFIG como se muestra en la figura 4.18

Durante la falla el control la protección bloqueo del RSC se activa. Lo cual abre los interruptores y permite que la corriente fluya a través de los diodos en antiparalelo de los IGBT y debido a esto se pierde el control del rotor. Al momento del bloqueo del RSC se activa el crowbar ya que se detecta la elevación del voltaje en el enlace de cd por la falla. Al activarse el crowbar el DFIG se comporta como un generador de inducción de jaula de ardilla. Durante este proceso el DFIG absorbe potencia reactiva [16][18] [27].

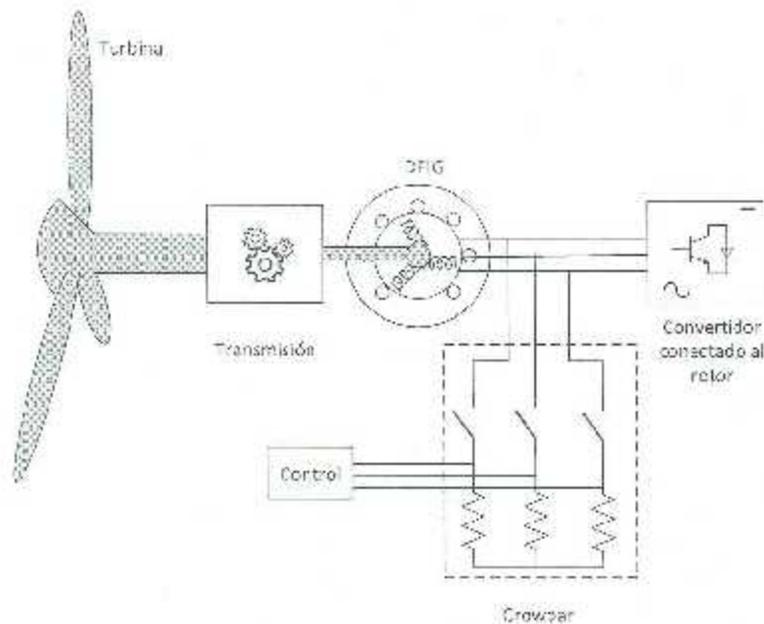


Figura 4.18 Control del convertidor del lado de la red.

Para desactivar el sistema crowbar el voltaje del enlace de cd debe de disminuir. Para lograr lo anterior se introduce el circuito crowbar, el cual es un sistema de

protección que consiste en un interruptor con una resistencia conectada a tierra, como se muestra en la figura 4.19. Esto evita que se active el crowbar, logrando así varios objetivos: disminuir el margen de activación del crowbar, el cual a su vez permite que el RSC recupere control de las corrientes y que el generador no contribuya a la caída de voltaje (SAG) de la falla al consumir potencia reactiva por la activación del crowbar, ya que éste no se activa. Si el crowbar se activa el chopper ayuda a disminuir el voltaje para la desactivación del mismo [16] [28].

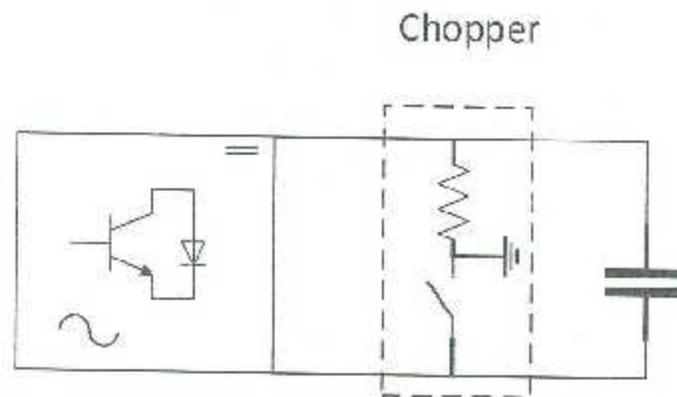


Figura 4.19 Control del convertidor del lado de la red.

## Capítulo 5

### 5.1 Resultados de Simulación del Aerogenerador

El estudio y análisis del sistema control de los aerogeneradores representa una parte fundamental en cuanto al diseño, ya que en él se observa la respuesta del generador no sólo en su funcionamiento en estado estacionario, sino también en el análisis transitorio, permite apreciar el comportamiento del mismo ante cambios en sus variables de referencia. El objetivo del estudio es analizar la respuesta del control en condiciones anormales, que podrían ser fallas o variaciones en la velocidad del viento, las cuales provocarían un cambio en el sistema. El análisis se puede realizar por medio de modelos matemáticos implementados en herramientas especializadas de software. En este caso se utilizó el paquete de software de simulación EMTP-RV, el cual tiene la capacidad de simular transitorios en sistemas electromagnéticos, electromecánicos y de control, con la característica de simular grandes sistemas eléctricos de potencia de manera rápida y precisa [30][31].

El diagrama del aerogenerador utilizado para el estudio se muestra en la Figura 5.1, y consta de un modelo promedio del aerogenerador tipo 3, cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 5.1 y las características del DFIG se muestran en la Tabla 5.2.

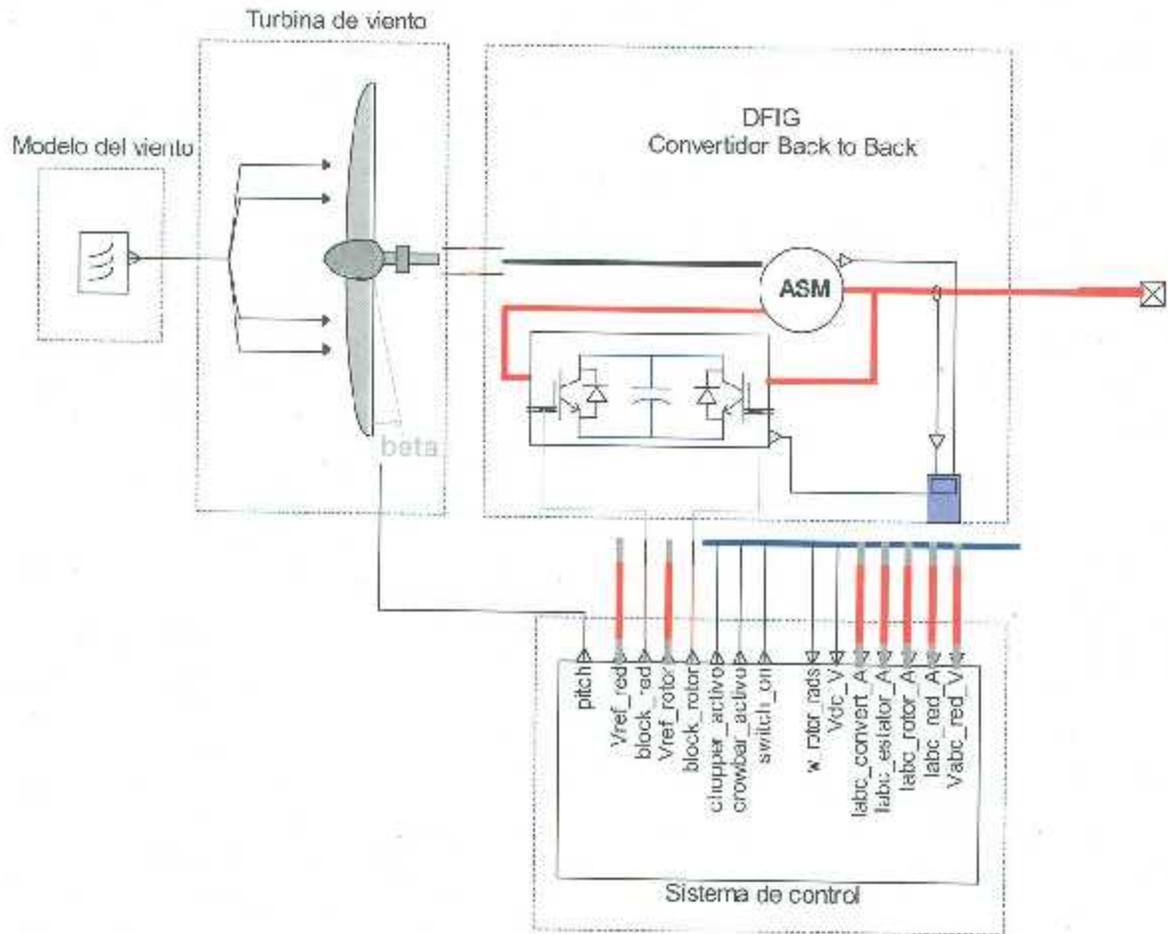


Figura 5.1 Modelo promedio del aerogenerador tipo 3 en EMT-RT.

Tabla 5.1 Características del aerogenerador

Potencia	1.5	MW
Voltaje	575	V
Voltaje de la red	34.5	kV
Voltaje en enlace de CD	1.15	kV
Angulo máximo de pitch	20	grados
Frecuencia	60	Hz
Cp máximo	0.46	

Tabla 5.2 Características del generador doblemente alimentado

Numero de polos	6	
Resistencia del estator	0.033	pu
Inductancia de dispersión del estator	0.18	pu
Inductancia de magnetización	2.9	pu
Frecuencia	60	Hz
Resistencia del rotor	0.026	pu
Momento de inercia del generador	0.9	s

En este capítulo se van a presentar una serie de casos de simulación donde se analiza cómo reacciona el control del aerogenerador, así como su respuesta. En la Figura 5.2 se muestra cómo está conectado el aerogenerador a la red.

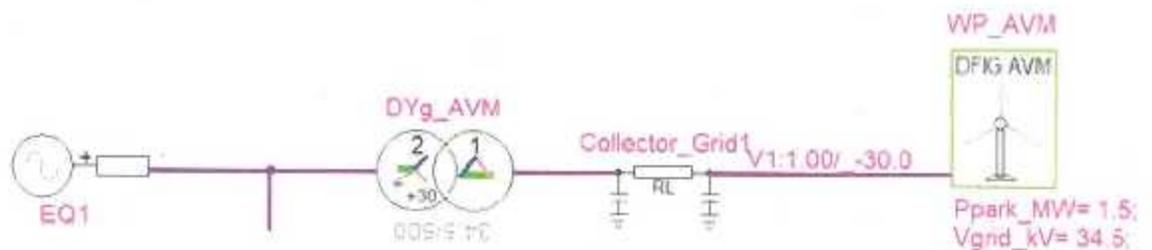


Figura 5.2 Aerogenerador conectado a la red, representado en EMTP-RV

## 5.2 Regiones de operación

Para ilustrar las regiones de operación del aerogenerador, se introdujo en el modelo del viento un valor constante de 25 m/s, como se muestra en la figura 5.3 y el tiempo de simulación se estableció de 35 s para lograr captar las regiones de operación de un aerogenerador. Nótese que en la figura 5.3 se muestra el aerogenerador desde el arranque hasta alcanzar la potencia nominal.

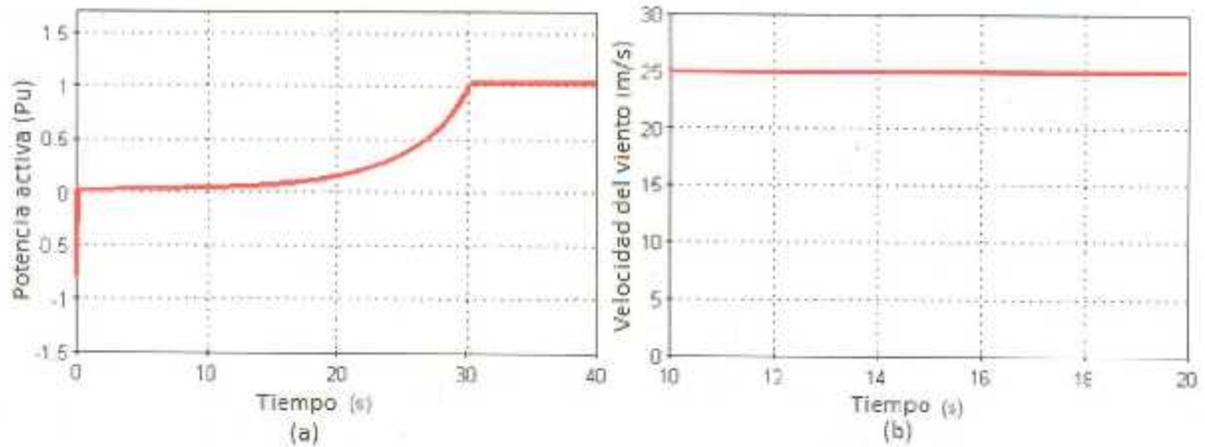


Figura 5.3. Potencia (a) y velocidad del viento (b).

El modelo requiere de un archivo inicial que contenga todos los parámetros de entrada necesarios para su funcionamiento. En este archivo de entrada se establece que la velocidad máxima del rotor es de 1.25 pu. En la figura 5.4 se observa que a esta velocidad la potencia es de 1 pu, lo que indica que genera 1.5 MW. Pasados 30 segundos, a pesar de que el viento tiene un valor constante de 25 m/s, normalmente la velocidad debería seguir aumentando. Sin embargo, ésta se mantiene debido a que el control del pitch entra en operación para regular la extracción de potencia, ya que, según las regiones de operación explicadas en el Capítulo 4, en la región 2 el MPPT opera para extraer siempre la máxima potencia. Si el viento excede la velocidad en la que la potencia está en su valor nominal, el aerogenerador pasa a la región de operación 3, donde el control de pitch entra en vigor para reducir la extracción de potencia de viento. En la Figura 5.5 se puede observar esta transición.

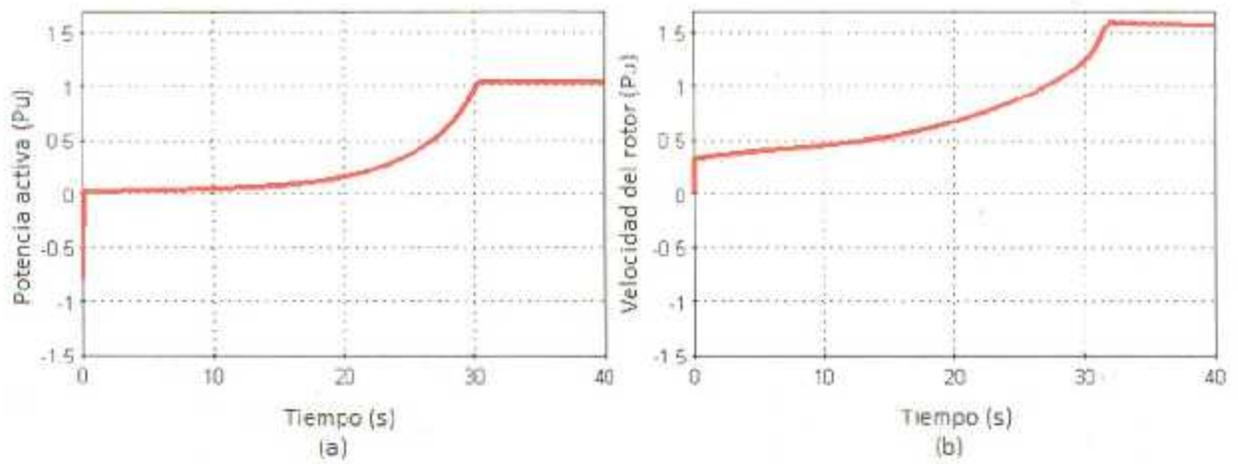


Figura 5.4 Potencia activa (a) y velocidad del viento (b).

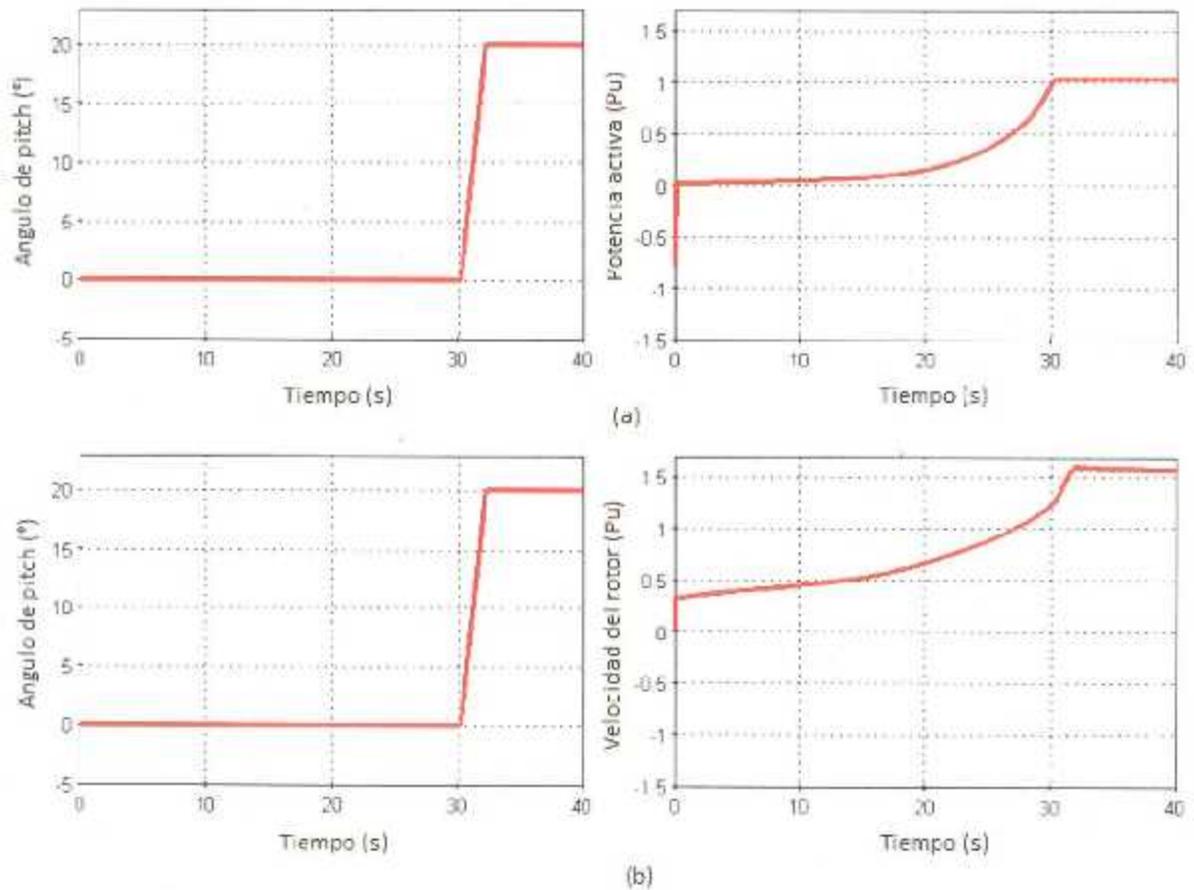


Figura 5.5 Relación de potencia con pitch (a) y velocidad del rotor (b).

### 5.3 Respuesta del Aerogenerador ante Fluctuaciones de Viento

En este caso de simulación se establecen 3 escenarios en los que se modifica el modelo del viento. Se tienen 3 tipos de modelo: 1) viento constante, donde éste es igual al viento promedio; 2) velocidad real del viento, donde se establece una función con respecto al tiempo, esta secuencia es repetida dependiendo del periodo y del tiempo de simulación y 3) modo ráfaga, el cual consiste en introducir una función variante en el tiempo con una amplitud de ráfaga, la cual inicia a la velocidad del viento promedio[29][31].

#### 5.3.1 Disminución del viento

El tipo de viento constante, coincide con las características del caso simulado en la sección 5.2, donde se demuestran las regiones de operación del aerogenerador. En este caso de simulación, se inicia con un viento constante de 15 m/s, donde el pitch está regulando la potencia extraída por la turbina y se introduce una disminución en el valor del viento, como se aprecia en las Figuras 5.6 y 5.7.

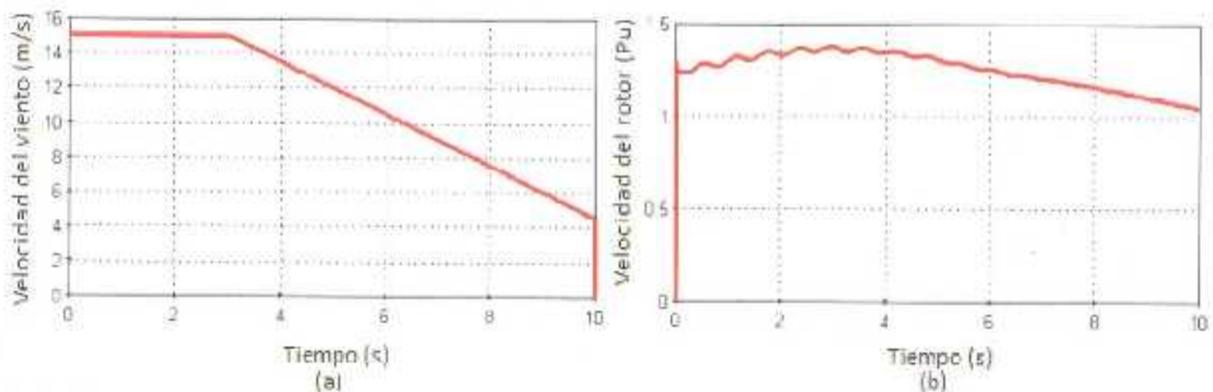


Figura 5.6 Velocidad del viento (a) y del rotor (b) con disminución del viento.

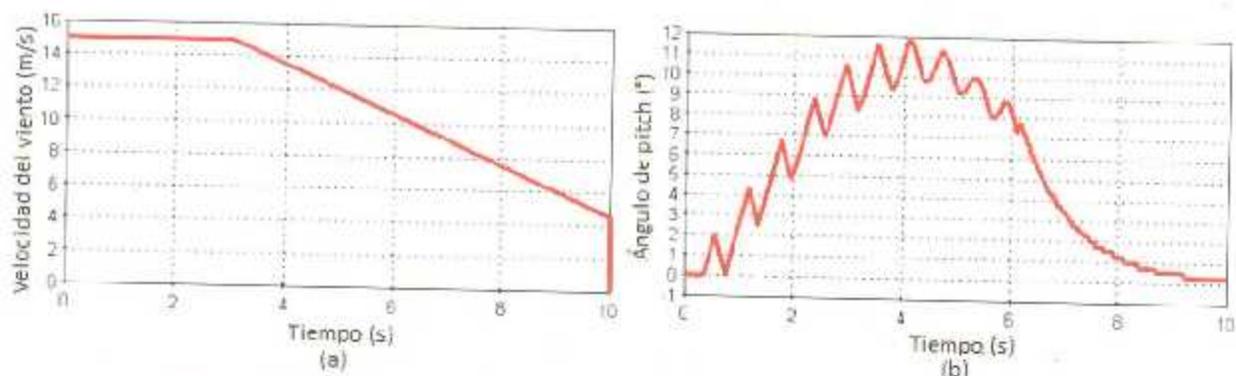


Figura 5.7 Disminución de velocidad del viento (a) y ángulo de pitch (b).

En las gráficas de la Figura 5.8 se observa cómo la señal de control cambia cuando el pitch disminuye su valor en grados, lo cual implica que el MPPT busca la máxima extracción en esos puntos. En comparación con el caso anterior las condiciones iniciales se modificaron para que el caso partiera de un estado donde el aerogenerador está en marcha, y con una velocidad del rotor por encima del valor que activa el control del pitch.

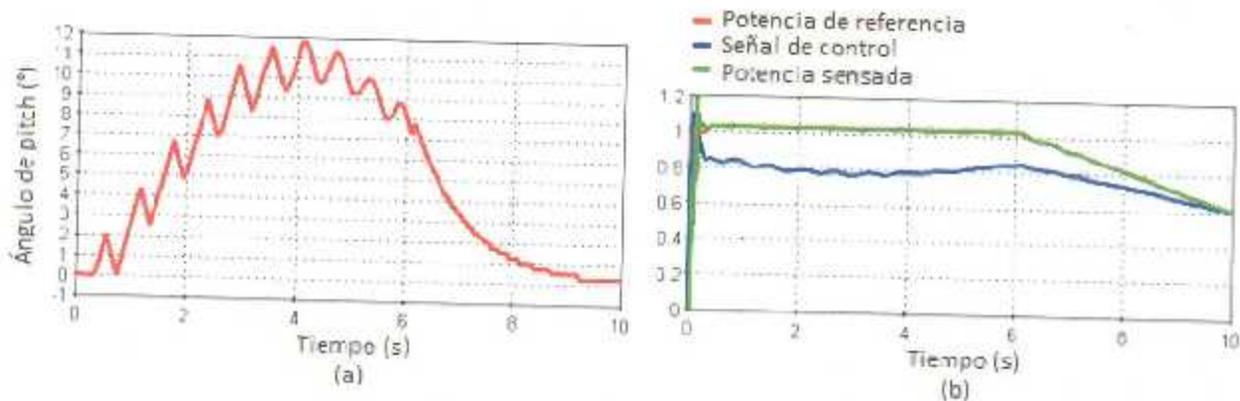


Figura 5.8 Ángulo del pitch (a) y relación de potencia real, de referencia y señal de control (b).

En el modelo de la turbina, el coeficiente de potencia va a en función del ángulo del paso y de la relación de velocidad de punta del álabe, como se indicó en el Capítulo 2. En la Figura 5.9 se muestra como al activarse el pitch se disminuye el coeficiente de potencia.

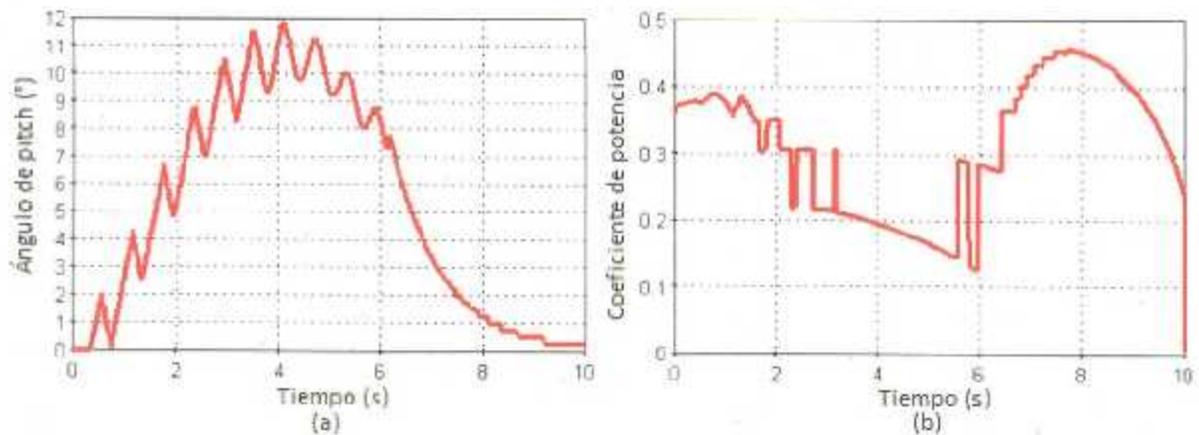


Figura 5.9 Relación de control de pitch (a) y el coeficiente de potencia (b).

### 5.3.2 Viento real

En este escenario, se simula el comportamiento del viento real, que consta de una tabla de velocidades de viento con respecto al tiempo, como se muestra en la Figura 5.10 [31][32]. La velocidad variable del viento influye en el rotor de una manera en que la velocidad parece tomar un valor promedio de entre todas las fluctuaciones.

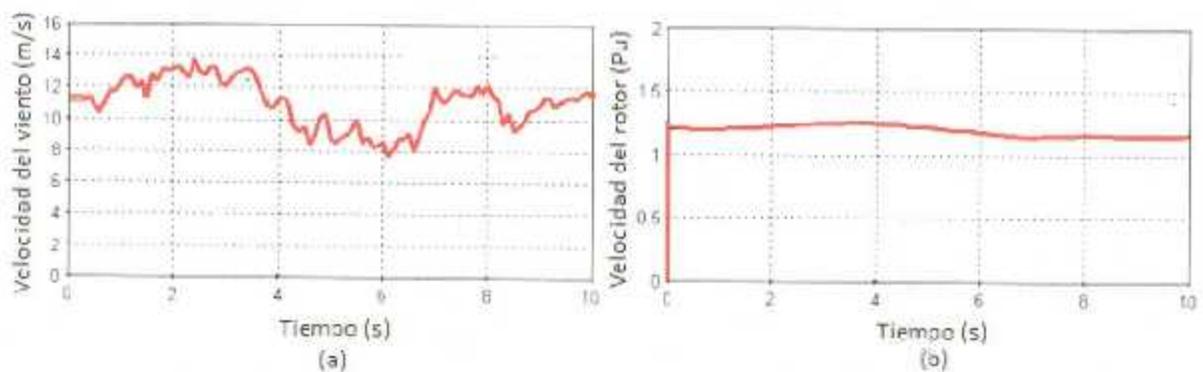


Figura 5.10 Viento real (a) y velocidad del rotor (b).

En la Figura 5.11 se puede apreciar más la influencia del viento, ya que se compara la velocidad del viento con el coeficiente de potencia.

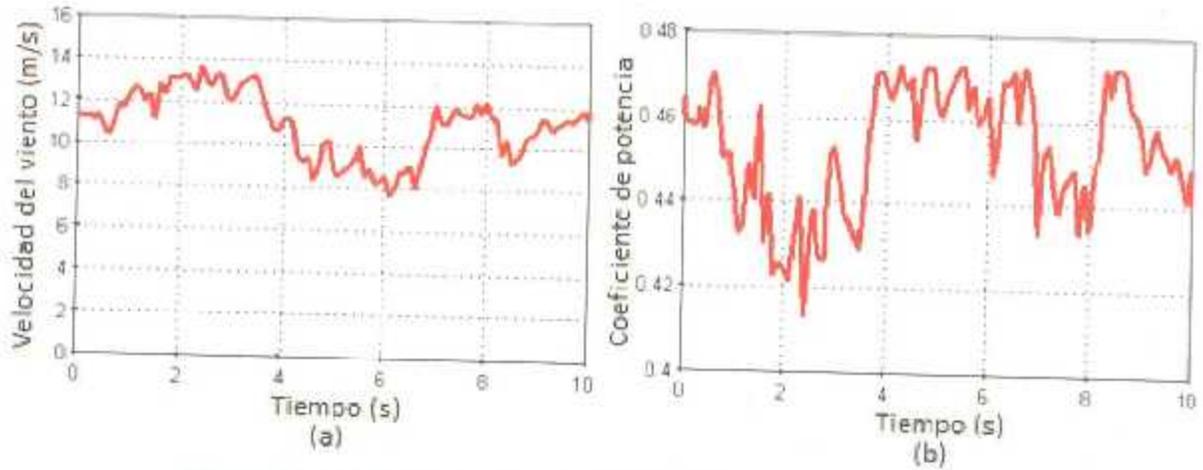


Figura 5.11 Coeficiente potencia (b) durante viento real (a).

### 5.3.3 Ráfaga de viento

La definición de ráfaga de viento en la rama de meteorología, hace referencia a incrementos de viento que alcanzan gran velocidad, pero duran poco. Esto se puede confundir con el tipo de viento real, pero la diferencia es que los incrementos de viento son de gran magnitud y se hacen sobre la velocidad de viento promedio, como se muestra en el modelo del viento ilustrado en la Figura 5.12, mientras que el viento real es un valor que oscila entre el valor de velocidad de viento promedio [31][32].

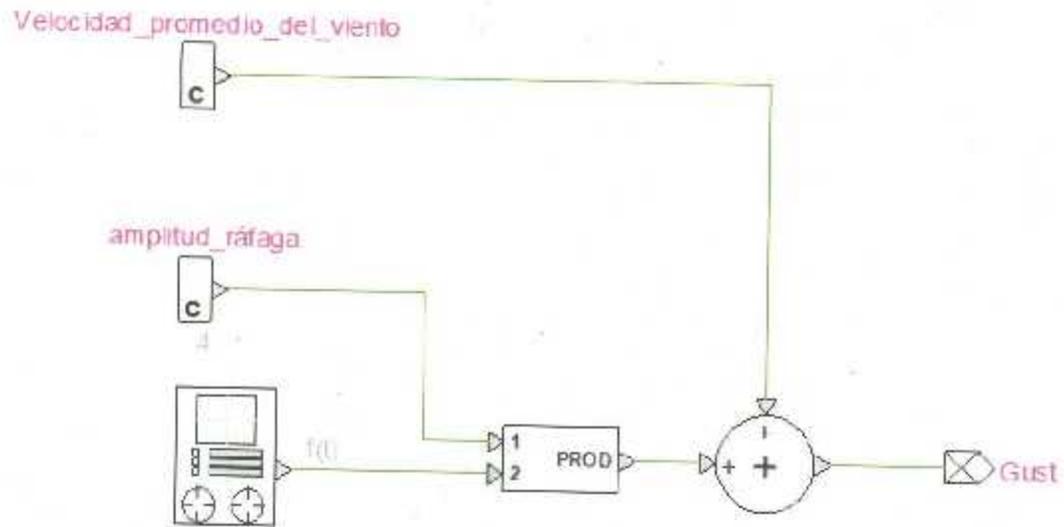


Figura 5.12 Modelado de la ráfaga.

En la Figura 5.13 se muestra que la velocidad de viento es de 11.24 m/s, después de un segundo se introduce una ráfaga de amplitud 4 con una duración de 6 segundos.

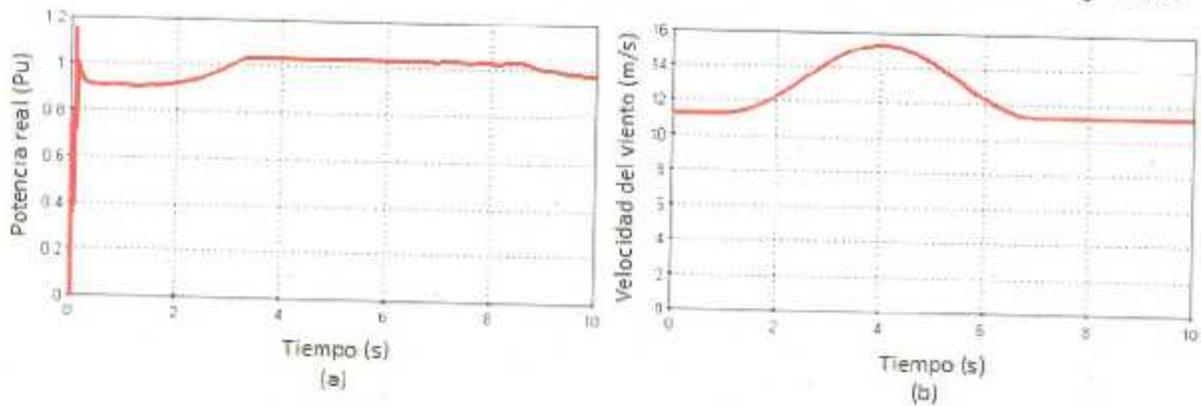


Figura 5.13 Potencia real (a) y velocidad del viento con ráfaga (b).

En la figura 5.14 se puede apreciar como el controlador del pitch realiza un manejo suave de la ráfaga.

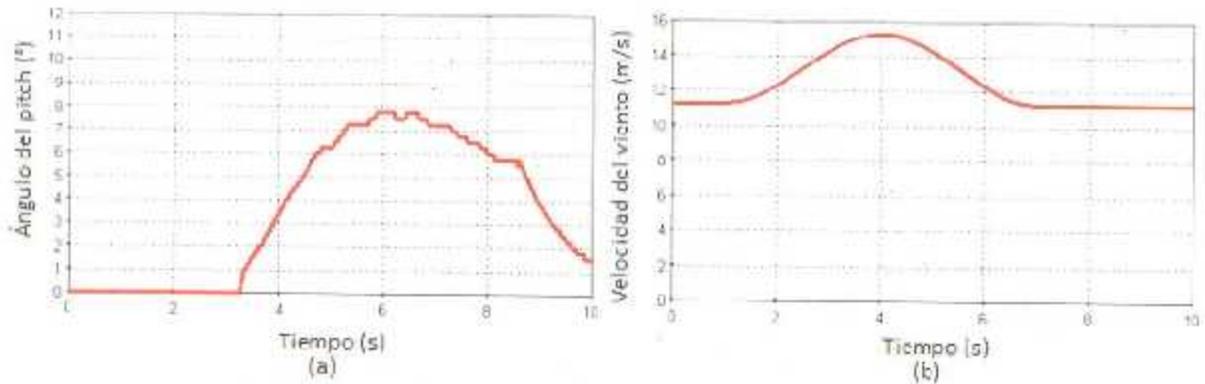


Figura 5.14 Activación del controlador del pitch (a) ante ráfaga (b).

En la figura 5.15 se comprueba una vez más cómo al aumentar el ángulo de pitch se reduce el coeficiente de potencia.

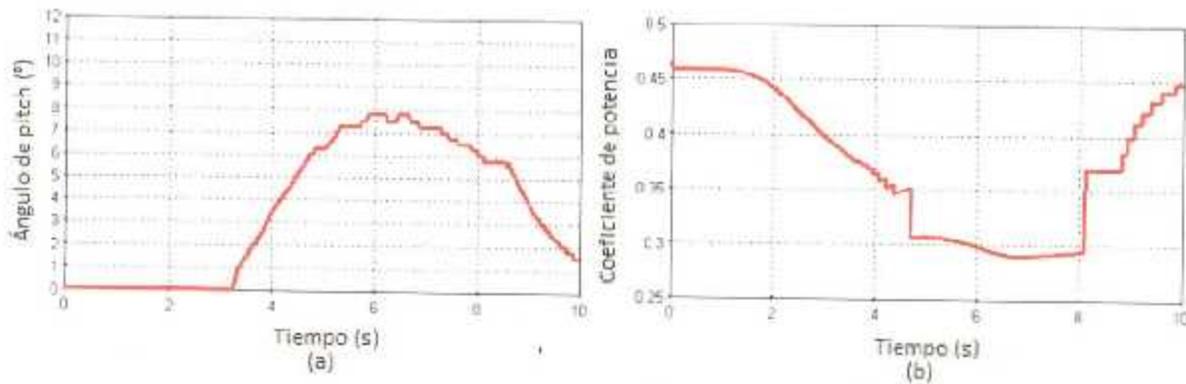


Figura 5.15 Ángulo de pitch (a) y coeficiente de potencia en ráfaga (b).

Otro aspecto que se vuelve a comprobar es cómo el control de pitch mantiene la velocidad del rotor al regular el ángulo de paso, como se muestra en la Figura 5.16.

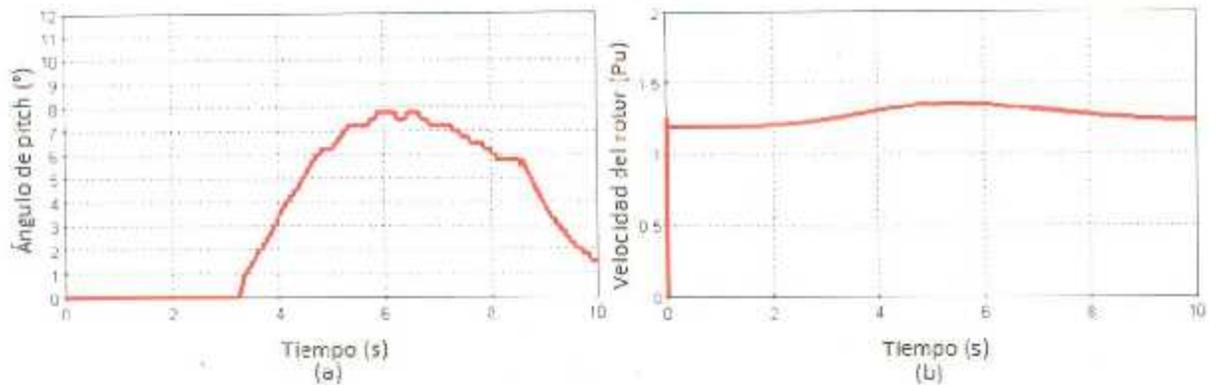


Figura 5.16 Velocidad del rotor (b) regulada por el control pitch (a).

Las pruebas anteriores muestran el comportamiento de los Niveles 4 y 3 del control del aerogenerador.

#### 5.4 Respuesta del aerogenerador ante una falla simétrica

La falla simétrica mostrada en la figura 5.17 se activa en 1 segundo en dos casos: uno con una duración de 0.15 segundos y otro con una duración de 1.25 segundos, con el fin de analizar la respuesta del sistema con respecto a la falla.

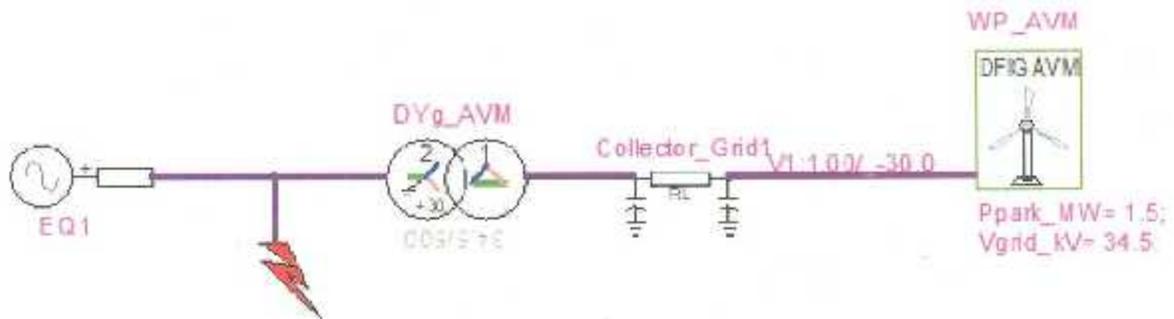


Figura 5.17 Falla trifásica a tierra.

##### 5.4.1 Falla con duración de 0.15 segundos

La Figura 5.18 muestra cómo cuando la falla se activa, el voltaje de la red cae a 0 V. Según los requerimientos del código de red y haciendo referencia a la Figura 4.10 del

capítulo anterior, se tiene que si la falla dura 0.15 segundos el aerogenerador debe permanecer conectado.

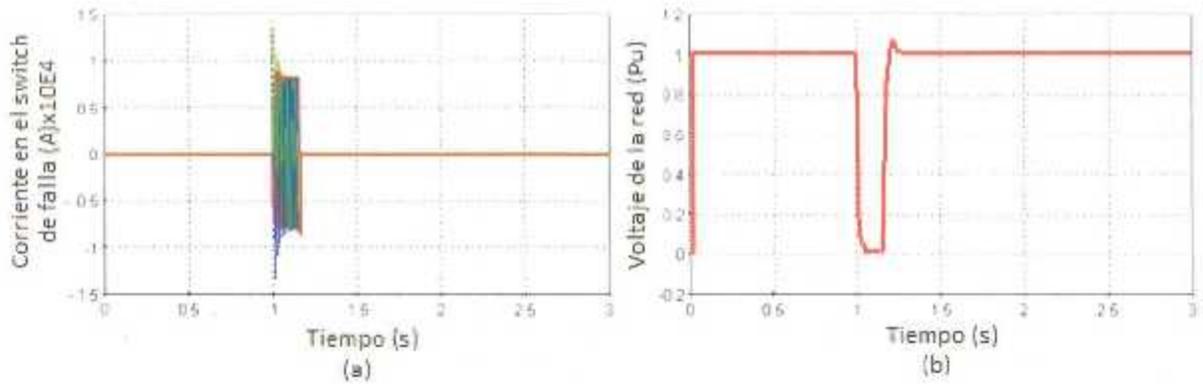


Figura 5.18 Falla simétrica (a) provocando una caída de voltaje en la red (b).

En la Figura 5.19 se observan las corrientes de falla en el estator y en el rotor.

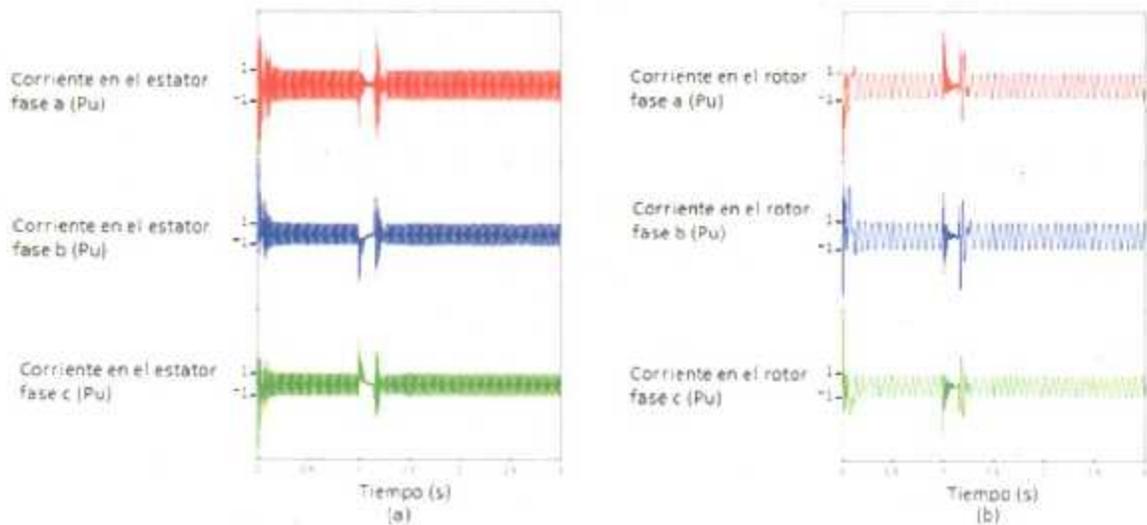


Figura 5.19 Corrientes del estator (a) y corrientes del rotor (b).

Debido a la falla, el voltaje en el enlace de cd aumenta, como se ilustra en la Figura 5. 20, pero debido a la protección del chopper, el voltaje en el enlace do cd se

mantiene, evitando que el RSC se bloquee y evitando que se pierda el control del rotor.

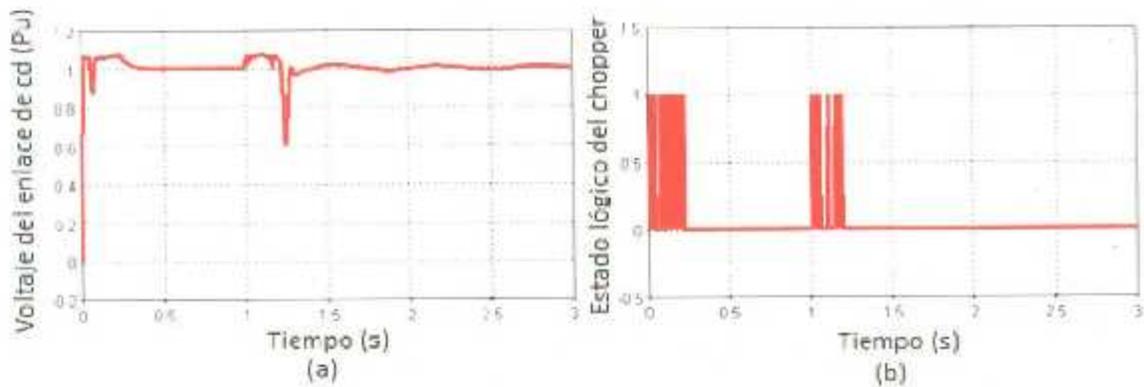


Figura 5.20 Regulación de voltaje del capacitor del back to back (a) gracias a la protección chopper (b).

Las potencias activa y reactiva durante la falla se observan en la figura 5.21. Según los requerimientos de red se observa que el aerogenerador aporta potencia reactiva a la falla.

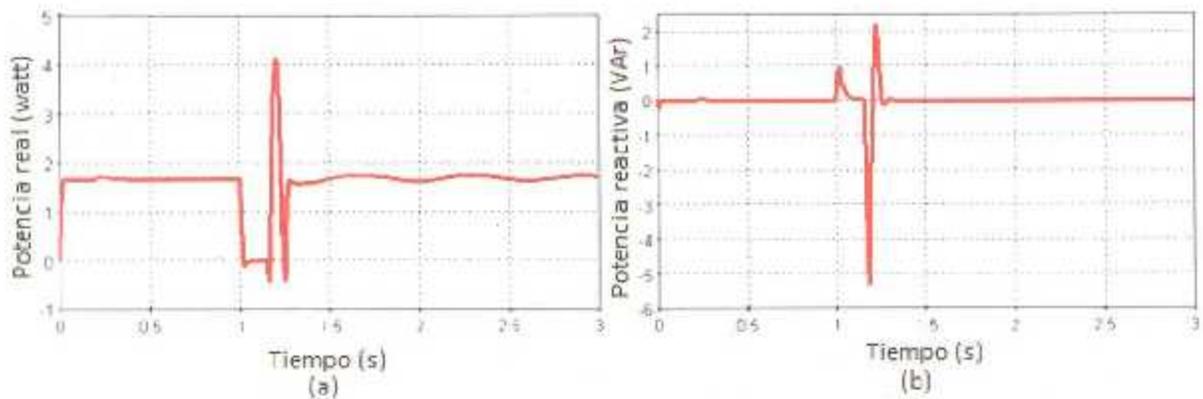


Figura 5.21 Potencia real (a) y reactiva (b) durante la falla.

#### 5.4.2 Falla con duración de 1 segundo

Según el código de red en el que está basada la respuesta del control del modelo, así como sus protecciones, se establece que si una falla excede los 0.15 segundos el aerogenerador se desconectará de la red. Algunos códigos de red son más exigentes

y el tiempo de desconexión es mayor. En este caso de simulación, la falla dura 1 segundo con la finalidad de observar el comportamiento del aerogenerador. En la Figura 5.22 se observa la falla y el voltaje en la red.

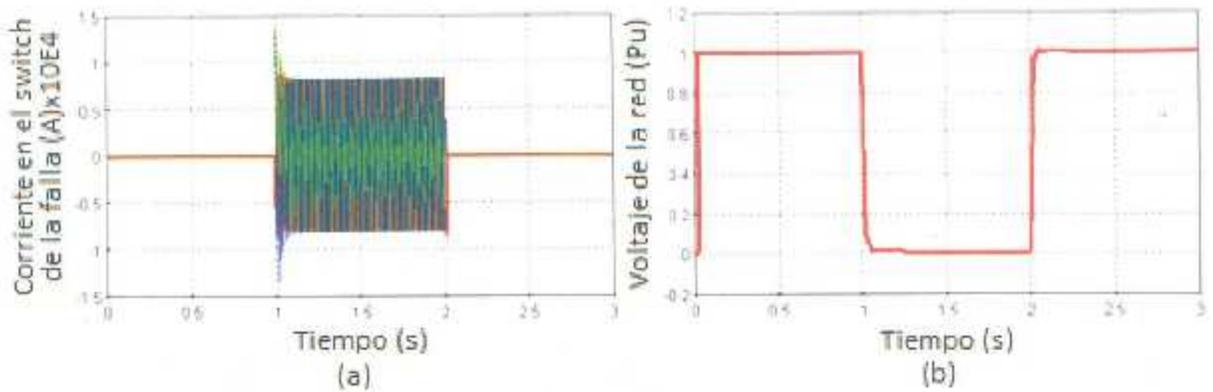


Figura 5.22 Caída de voltaje (b) durante falla trifásica (a).

En la figura 5.23 se observa cómo el aerogenerador se desconecta de la red. La falla inicia en el segundo 1, pasan 0.16 segundos y la desconexión se realiza por medio de un interruptor colocado entre el aerogenerador y la red.

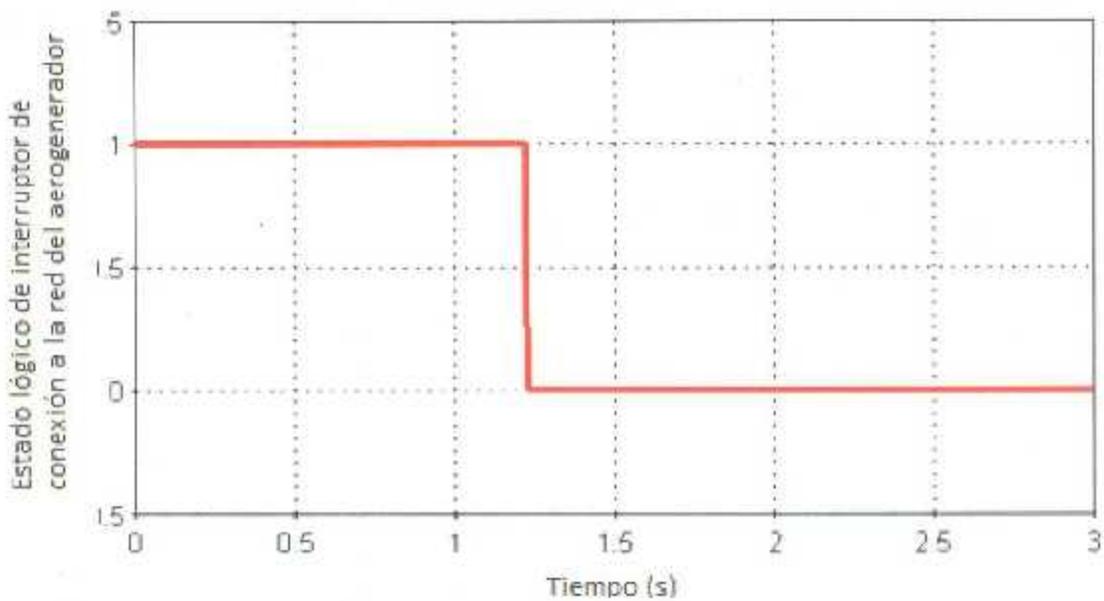


Figura 5.23 Estado del interruptor que conecta el aerogenerador con la red.

Al estar desconectado el aerogenerador, los convertidores se bloquean, como se muestra en la Figura 5.24, debido a las sobre corrientes mostradas en la Figura 5.25.

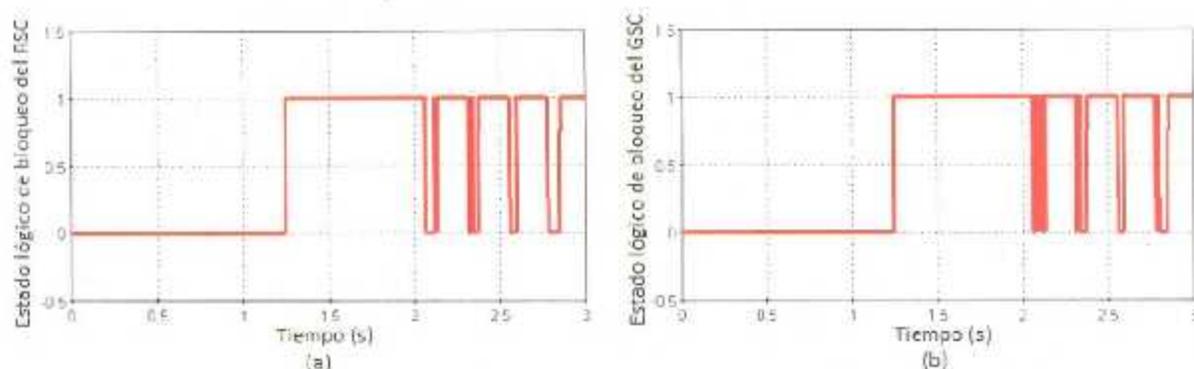


Figura 5.24 Bloqueo del RSC (a) y del GSC (b).

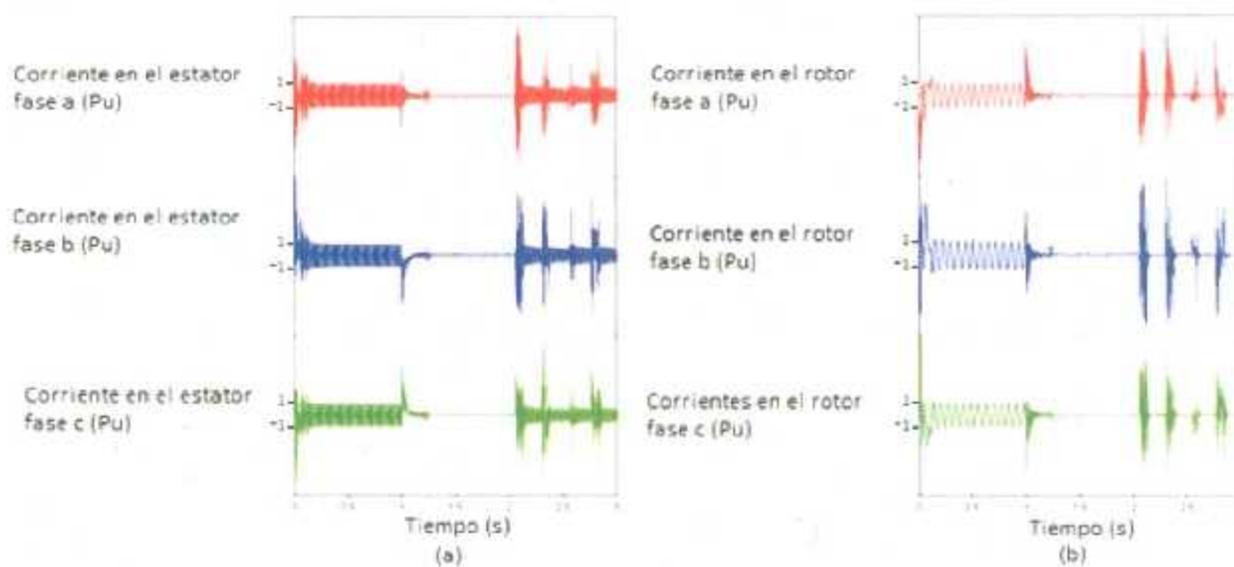


Figura 5.25 Corrientes del estator (a) y corrientes del rotor (b) durante desconexión.

En la imagen 5.26 se muestra cómo el troceador regula el voltaje del enlace de cd cuando los convertidores no están bloqueados y cómo el crowbar se activa para proteger el generador.

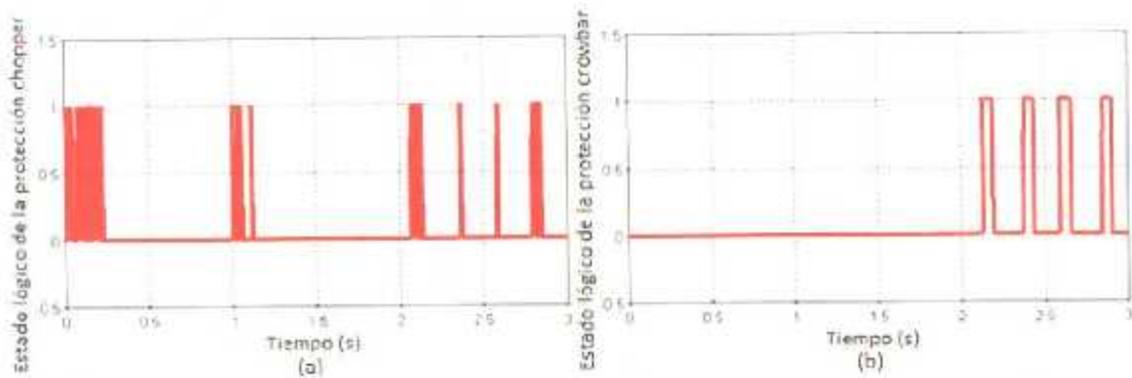


Figura 5.26 Respuesta del chopper (a) y del crowbar (b) ante falla.

En la figura 5.27 se muestran la corriente y el voltaje en el enlace de cd y cómo reaccionan al bloqueo de los interruptores de los convertidores.

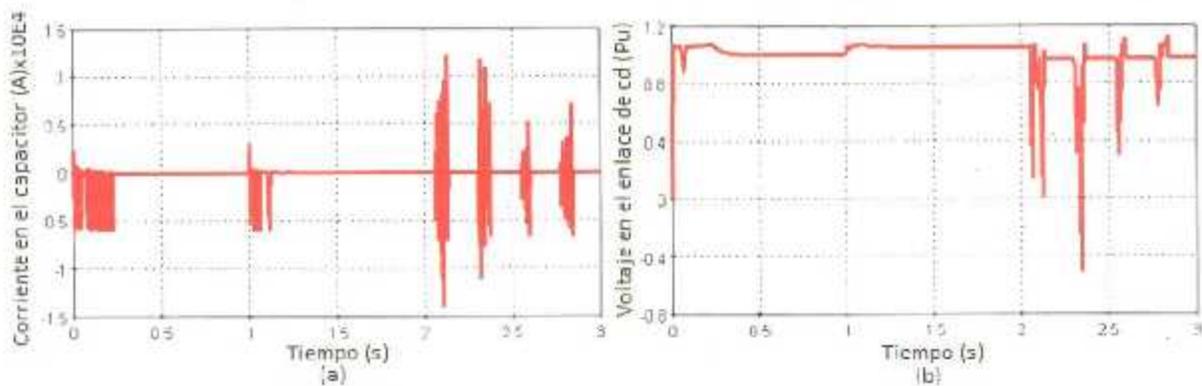


Figura 5.27 Corriente (a) y voltaje (b) en el capacitor del enlace de cd.

### 5.5 Perturbación en el valor de referencia de potencia reactiva

En esta simulación se introdujo una perturbación en el valor de potencia reactiva en el control del lado del rotor. A continuación, se presenta una comparación de cómo va influenciando la perturbación a diferentes magnitudes en los controles.

En las gráficas de la Figura 5.28 se observa cómo se introduce un escalón de tres valores diferentes: 0.1 en (a) , 0.5 en (b) y 1 (c).

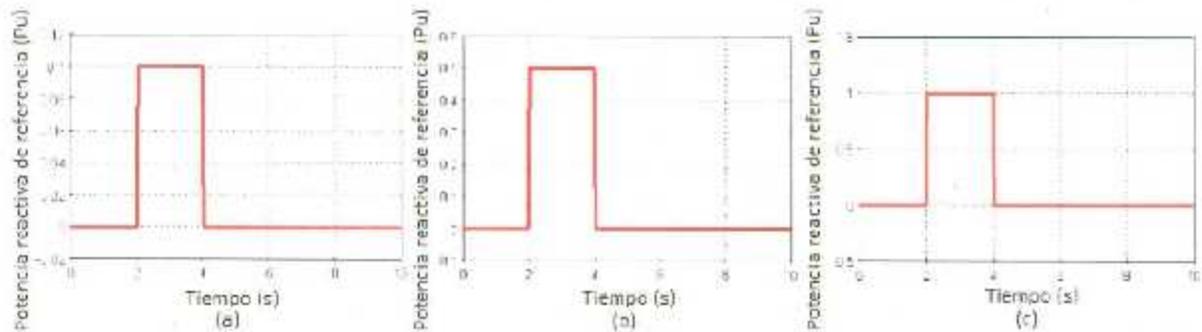


Figura 5.28 Potencias de referencia.

La generación de potencia reactiva se muestra en la Figura 5.29, cómo va aumentando la generación con respecto al valor de referencia.

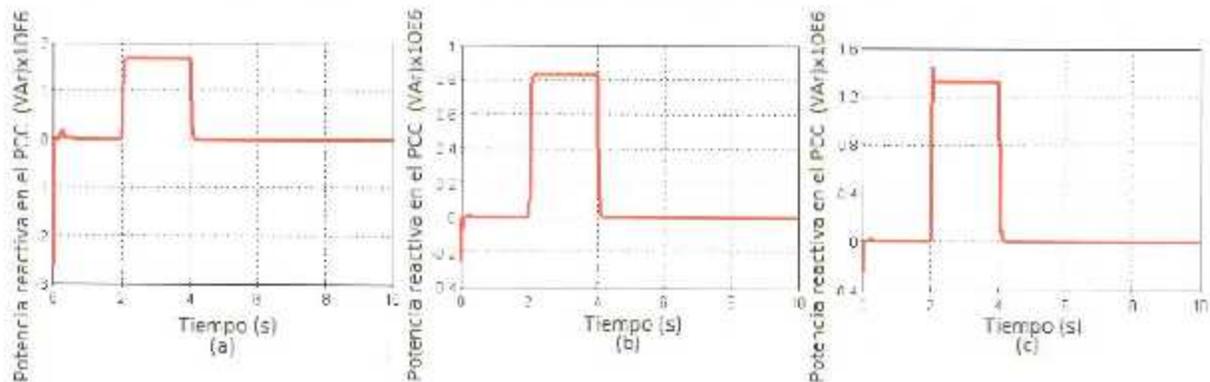


Figura 5.29 Potencia reactiva en el punto de acoplamiento con la red.

En la red se ve reflejada la generación reactiva porque aumenta el voltaje, como se muestra en la figura 5.30.

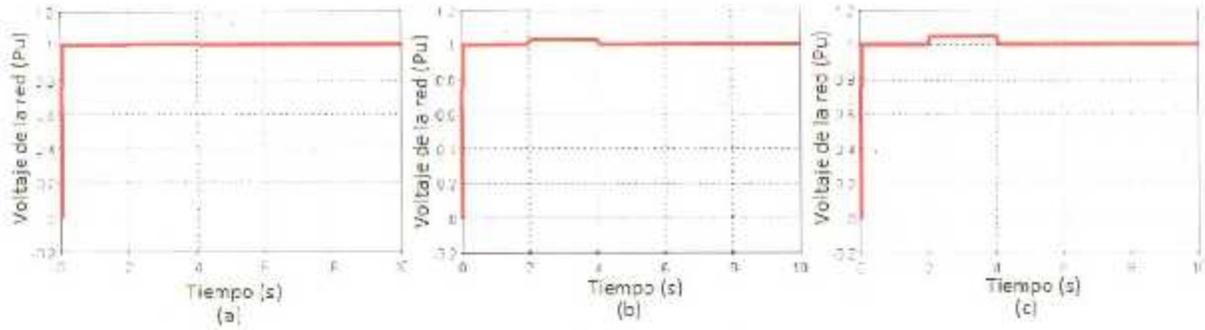


Figura 5.30 Aumento de voltaje de la red.

Ante el aumento de potencia reactiva se presenta una caída en la potencia activa, como se muestra en la Figura 5.31.

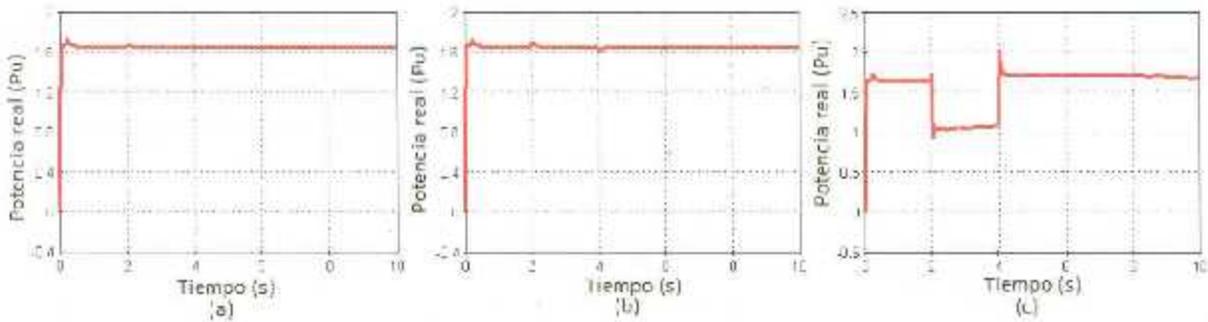


Figura 5.31 Potencia activa en el punto de conexión con la red.

Se presenta también un ligero incremento en la velocidad del rotor. En la figura 5.32 se muestra cómo se pronuncia más cuando el escalón es de 1, lo cual activa el control del pitch, como se muestra en la figura 5.33 debido a que está referenciado con la velocidad del rotor y no del viento.

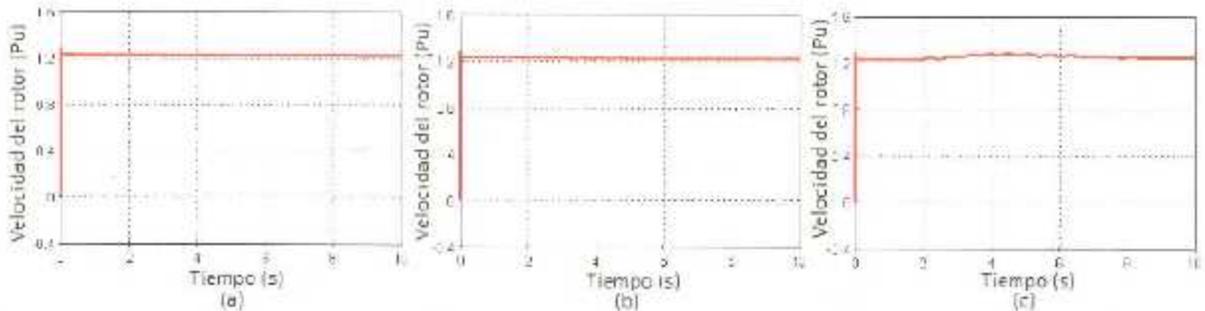


Figura 5.32 Incremento de la velocidad del rotor.

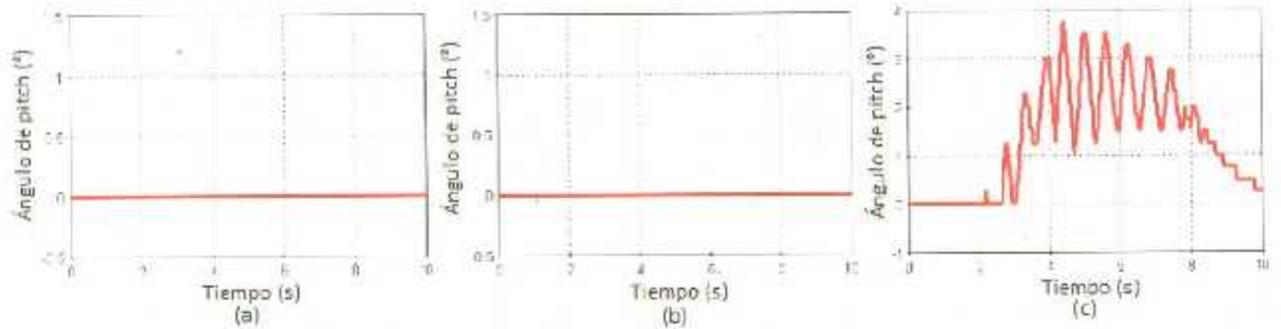


Figura 5.33 Comparación de ángulos de pitch.

El aumento de velocidad en el rotor se refleja también en el deslizamiento, como se muestra en Figura 5.34.

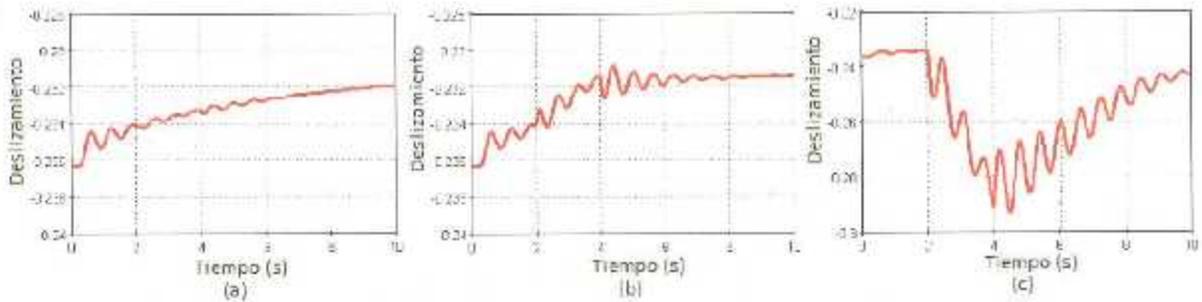


Figura 5.34 Comparación de deslizamiento.

Todo lo anteriormente descrito, el cambio en el deslizamiento, el aumento en la velocidad del rotor, el incremento en el voltaje de la red, la activación del control del pitch y todos los demás cambios que se presentaron, fueron provocados por un ligero disturbio en la referencia de la potencia reactiva, el cual afectó de forma directa las corrientes de referencia. También se observa el cambio en las corrientes del rotor, como se muestra en las Figuras 5.35, 5.36 y 5.37.

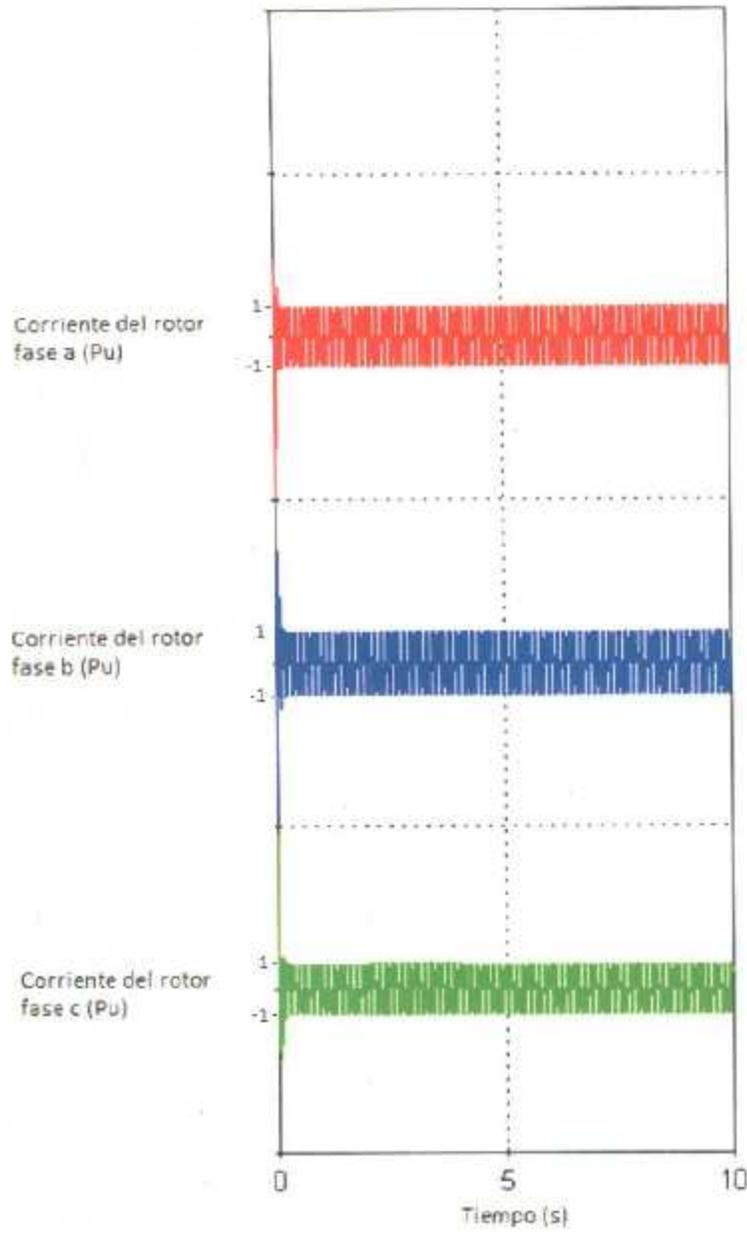


Figura 5.35 Corrientes en el rotor con un valor de referencia de Q de 0.1.

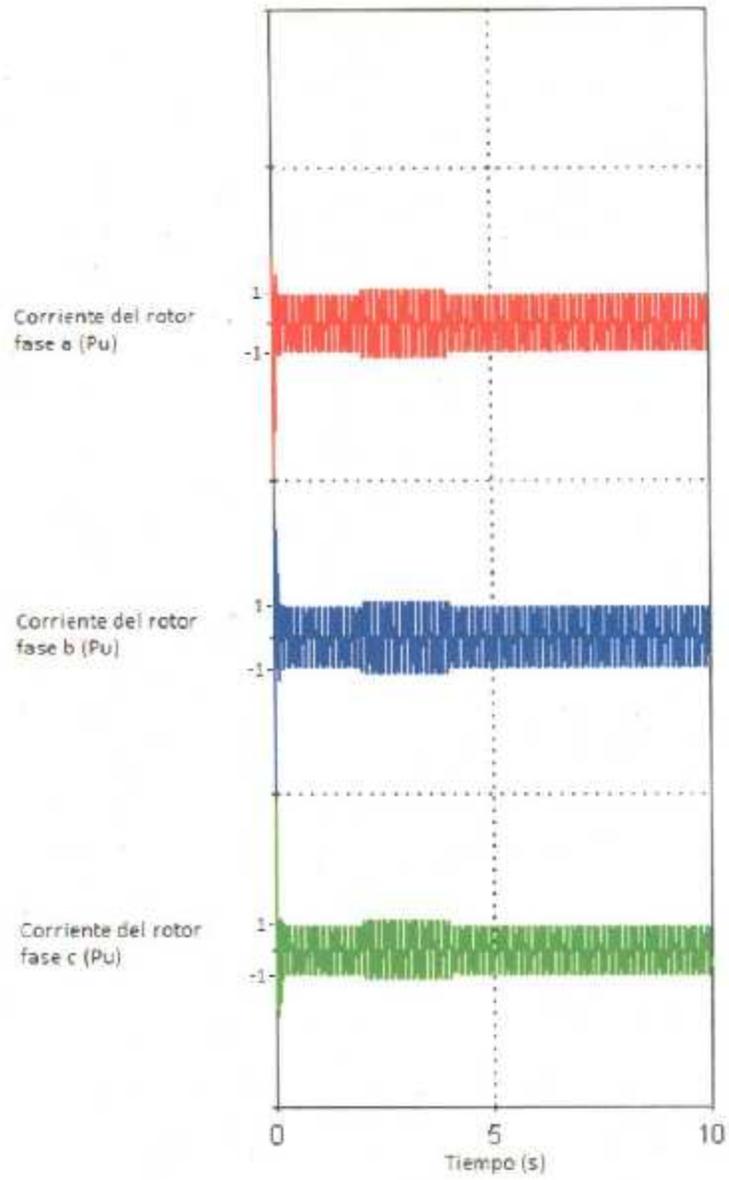


Figura 5.36 Corrientes en el rotor con un valor de referencia de Q de 0.5.

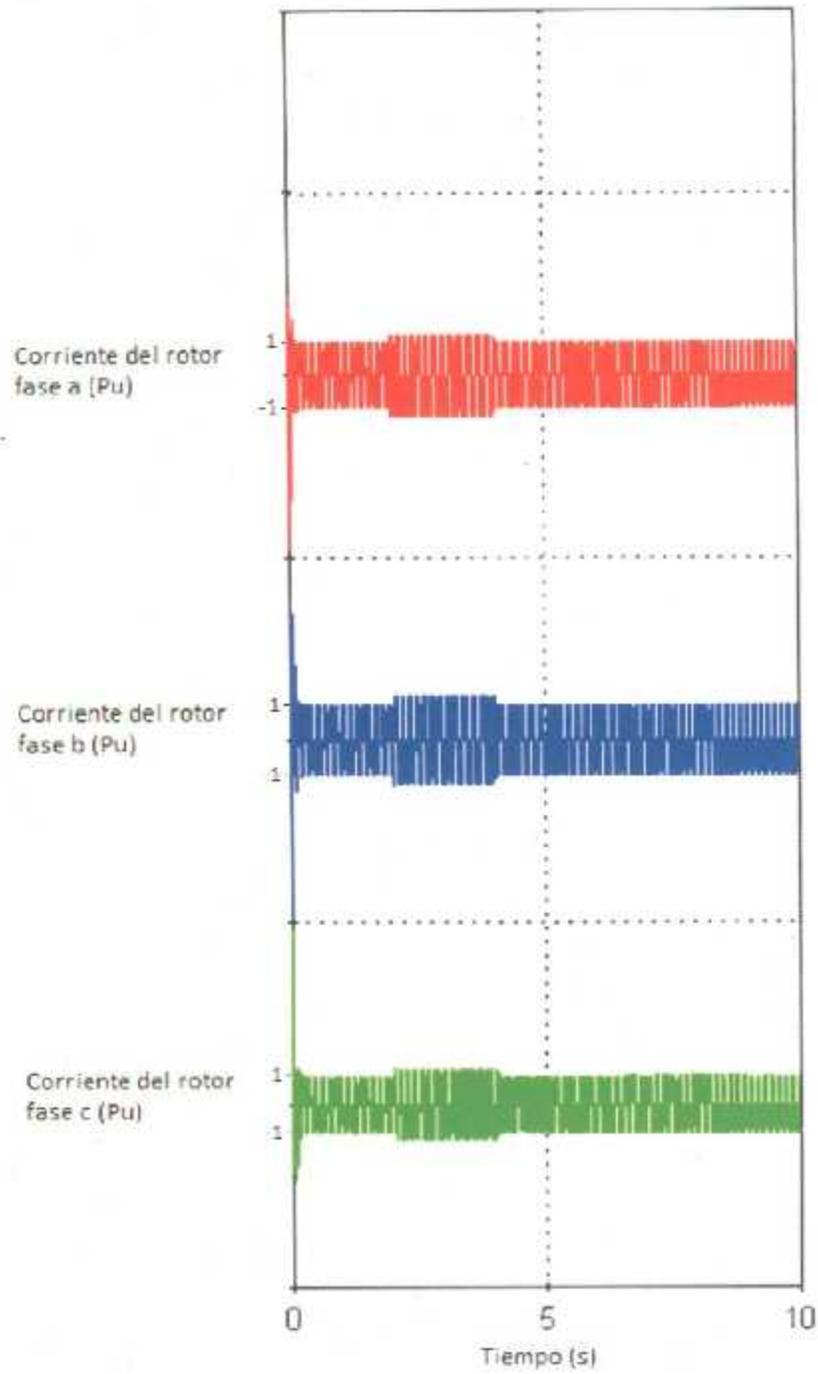


Figura 5.37 Corrientes en el rotor con un valor de referencia de Q de 1.

# Capítulo 6

## 6.1 Conclusiones

La investigación y desarrollo de los sistemas eólicos es un tema en crecimiento en nuestro país. La alta penetración de las energías renovables indica en qué dirección apunta el crecimiento tecnológico, así como una amplia área de oportunidades en el mercado global. En el diseño y construcción de aerogeneradores, el primer paso es comprender al nivel más detallado posible el comportamiento de los sistemas que integran a un aerogenerador. Entre los componentes de un sistema de conversión de energía eólica figuran: generador eléctrico, la góndola, la turbina, el convertidor electrónico, y la red eléctrica que permite la interconexión del aerogenerador. Lo anterior fue el objetivo de esta tesis, ya que permitió analizar desde el punto de vista eléctrico la interacción de los diversos sistemas y elementos del aerogenerador. En el proyecto P10 del CEMIE-Eólico, se tiene como objetivo el diseño y construcción de un generador de inducción doblemente alimentado y su sistema de control, y el análisis realizado en esta tesis permite apoyar en el dicho objetivo del proyecto P10.

En la tesis se realizó el análisis transitorio de un aerogenerador utilizando un generador doblemente alimentado simulado dentro del software EMTP-RV. Los resultados expuestos demuestran como los niveles de control interactúan entre sí para lograr los objetivos, extraer la máxima energía del viento posible según las condiciones lo ameriten y proteger el sistema. La importancia de los sistemas involucrados en el sistema del control del aerogenerador implica que el control es tan importante como la armonía que existe entre sus elementos. Se analizó el MPPT y la manera cómo se encarga de obtener el máximo punto de extracción de potencia e indicar al resto de los sistemas en qué punto debe de trabajar al obtener el valor de velocidad del viento. El sistema de control de alabeo o pitch, se concluye que al llegar a un punto donde el aerogenerador está en su valor nominal de generación, se activa para proteger al aerogenerador ante altas velocidades de viento y aun así

mantener la generación máxima de energía. Los sistemas de protección del convertidor y el generador, como son el caso del chopper y el crowbar, en caso de falla, mantienen al generador protegido y generando. Al protegerse estos sistemas se logra mantener interconectado al aerogenerador sigue extrayendo potencia del viento, cumpliendo así con los códigos de red y previniendo una falla severa del aerogenerador.

## **6.2 Trabajo futuro**

Como trabajo futuro, es la simulación de fallas asimétricas y el modelado detallado del convertidor, en vez de utilizar un modelo simplificado, con la finalidad de analizar el comportamiento del convertidor a detalle. Otra de las actividades que se recomienda realizar, es el modelado de una granja eólica y su impacto en el sistema de potencia.

## Referencias

- [1] V. Yaramasu, B. Wu., Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems., IEEE Press-Wiley., 2017.
- [2] Ackermann T. Wind power in power systems. John Wiley & Sons Ltd.; 2005.
- [3] G. Abad, J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo, G. Iwanski., Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation., IEEE Press- Wiley.,2011.
- [4] B.Fox, L. Bryans, D.Flynn, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson. O. Anarya-Lara., Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects., Institution of Engineering and Technology. 2014.
- [5] Z. Sun, H. Wang and Y. Li, "Modelling and simulation of doubly-fed induction wind power system based on Matlab/Simulink," *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, Hangzhou, 2012. pp. 1-5.
- [6] S. Heier., Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems, 3<sup>rd</sup> ed., Wiley, 2014.
- [7] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, *How a Wind Turbine Works*, [Online].Available: <https://energy.gov/eere/wind/animation-how-wind-turbine-works>.
- [8] F. Blaabjerg and Z. Chen, Power Electronics for Modern Wind Turbines. Morgan & Clay-pool Publishers, 2006.
- [9] D. Burnham, S. Santoso, and E. Muljadi, Variable Rotor-Resistance Control of Wind Tur-bine Generators, in IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), 2009
- [10] P. Pourbeik, "WECC Type 3 Wind Turbine Generator Model Phase

- II", Elect. Pow. Res. Inst., Subcontract No NFT-1-11342-01 , Knoxville TN, USA, 2014.
- [11] V. Vittal, R. Ayyanar., *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*, Springer, 2013.
- [12] A. Ellis, B. Karlson, "WECC Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines" , West. Elect. Coord. Coun., 2014.
- [13] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro., *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, Wiley, 2011.
- [14] S. Dennerière, J. Mahseredjian , *Asynchronous machine device*, EMTP-EMTPWorks, 2012.
- [15] K. Malekian, U. Schmidt, A. Shirvani and W. Schufft, "Investigation and modeling of transient voltage stability problems in wind farms with DFIG and crowbar system," *2014 6th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, Yogyakarta, 2014, pp. 1-8.
- [16] N. Y. Abed, M. M. Kabsha and G. M. Abdelsalam, "Low Voltage Ride-Through protection techniques for DFIG wind generator," *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*,
- [17] Amimaser Yazdani; Reza Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications* , 1, Wiley-IEEE Press, 2010, pp.541
- [18] M. B. C. Salles, R. R. Avila, A. P. Grilo, A. J. S. Filho and C. Rahmann, "Protection strategies for rotor side converter of DFIG-based wind turbine during voltage dips," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [19] M. H. Rashid, Ed., *Handbook of Power Electronics*. New York: Academic, 2001, ch. 12, pp. 599–627.
- [20] R. Cardenas, R. Pena, S. Alepuz and G. Asher, "Overview of Control Systems for the Operation of DFIGs in Wind Energy Applications," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.

- 60, no. 7, pp. 2776-2798, July 2013.
- [21] W. Srirattanawichaikul, S. Premrudeepreechacharn and Y. Kumsuwan, "A comparative study of vector control strategies for rotor-side converter of DFIG wind energy systems," *2016 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Chiang Mai, 2016, pp. 1-6.
- [22] P. Singh and A. Kaur, "Power control of Doubly Fed Induction Generator (DFIG) using back to back converters (PWM technique)," *2014 IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, Ramanathapuram, 2014, pp. 73-77.
- [23] L. Yang, Z. Xu, J. Ostergaard, Z. Y. Dong and K. P. Wong, "Advanced Control Strategy of DFIG Wind Turbines for Power System Fault Ride Through," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 713-722, May 2012.
- [24] L. Yang, Z. Xu, J. Ostergaard, Z. Y. Dong and K. P. Wong, "Advanced Control Strategy of DFIG Wind Turbines for Power System Fault Ride Through," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 713-722, May 2012.
- [25] M. LeBlanc, L. Evans, P. Gardner, N. Scott, *Canadian Grid Code for Wind Development Review and Recommendations*, Garrad-Hassan, Document No 11163/OR/01, Ottawa, Ontario, 2005.
- [26] R. Pena, J. C. Clare and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation," in *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 143, no. 3, pp. 231-241, May 1996.
- [27] R. Bhatia and H. Bahirat, "Short circuit currents of DFIG based wind turbines," *2016 IEEE 6th International Conference on Power*

- Systems (ICPS)*, New Delhi, 2016, pp. 1-6.
- [28] K. E. Okedu, S. M. Muyeen, R. Takahashi and J. Tamura, "Comparative study between two protection schemes for DFIG-based wind generator," *2010 International Conference on Electrical Machines and Systems*, Incheon, 2010, pp. 62-67
- [29] F. Bianchi, H. Battista and R. Mantz, *Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*, National University of La Plata, Argentina, Springer, 2007.
- [30] An Introduction to EMTP-RV, Powersys Solutions, Powersys Solutions, Wisconsin, USA, Aug. 2012.
- [31] J. Peralta. "Transitorios en Sistemas Eléctricos Utilizando EMTP-RV", Powersys Solutions", Ciudad de México, Mex, Mayo. 2016.
- [32] Manual de usuario EMTP-RV, 2012.

