

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**OPCIONES DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN
AEROGENERADORES CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE
ALIMENTADO (DFIG)**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DAVID AARON ACUÑA MORALES

**PROFESOR GUÍA:
JORGE ROMO LÓPEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DAVID ACUÑA M.
FECHA: 22/04/2013
PROF. GUÍA: SR. JORGE ROMO L.

**OPCIONES DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN
AEROGENERADORES CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE
ALIMENTADO (DFIG)**

Altas tasas de contaminación y procesos productivos poco sustentables han alterado de manera significativa el medio ambiente. Para atenuar este efecto, un gran número de países ha decidido aumentar las fuentes de energía renovables en sus matrices energéticas. Debido a esto y a la baja de los costos de inversión, la penetración de energía eólica ha tenido un alza sostenida en los sistemas eléctricos de potencia durante los últimos años, en los que la industria ha privilegiando el uso de aerogeneradores de velocidad variable.

El objetivo general de este trabajo es revisar diferentes opciones de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), focalizando el estudio en estrategias de control de potencia activa. Para lograr esto, se realiza en primer lugar una investigación en la literatura especializada de los principales aspectos referentes al control de potencia activa y reactiva de este tipo de aerogeneradores.

Posteriormente, en la plataforma MATLAB/Simulink, se implementan dos modelos dinámicos de aerogenerador con DFIG, uno equipado con ángulo de paso variable y el otro con ángulo de paso fijo. El control de potencia activa, en la región de velocidades de viento que están por debajo de la velocidad de viento nominal, lo efectúan bajo dos esquemas distintos de seguimiento del punto de extracción de máxima potencia (MPPT). La limitación de potencia para vientos por sobre la velocidad de viento nominal, la llevan a cabo a través del control del ángulo de paso y por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad.

Una de las principales conclusiones es que los aerogeneradores con DFIG con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad deben tolerar torques considerablemente mayores que los que poseen ángulo de paso variable. Además, la calidad de la potencia generada a velocidades de viento sobre la nominal es mejor en este último.

Por otro lado, se concluye que existe un compromiso entre la eficiencia y las cargas a las cuales se ve sometido el aerogenerador al considerar un esquema MPPT basado en la regulación de velocidad del rotor. Además, dependiendo del ajuste de sus controladores, este esquema puede lograr un mejor seguimiento del coeficiente de potencia óptimo, en comparación con un esquema MPPT que utiliza la velocidad del rotor para determinar la referencia de potencia activa.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Alcances.....	2
1.4. Estructura.....	2
2. ANTECEDENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO	4
2.1. Introducción.....	4
2.2. Energía eólica y aerogeneradores	4
2.2.1. Tipos de aerogeneradores	4
2.2.2. Componentes de un aerogenerador	7
2.2.3. Potencia de un aerogenerador	9
2.2.4. Control de potencia capturada en aspas	10
2.3. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	13
2.3.1. Principio de funcionamiento.....	14
2.3.2. Flujos de potencia activa en operación subsíncrona y supersíncrona	15
2.3.3. Circuito equivalente	17
2.3.4. Control de velocidad y potencia	19
2.4. Importancia del control de potencia activa y reactiva.....	19
2.5. Comentarios.....	20
3. MÉTODOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN AEROGENERADORES CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO	21
3.1. Introducción.....	21
3.2. Controlador del ángulo de paso	21
3.3. Convertidores.....	23
3.3.1. Configuraciones	23
3.3.2. Convertidor PWM conectado al rotor	29
3.3.3. Convertidor PWM conectado a la red	30
3.3.4. Protecciones.....	31
3.3.5. Métodos de control.....	32
3.4. Estrategias de control de potencia activa.....	33
3.4.1. Objetivos de los sistemas de control de potencia activa	34
3.4.2. Estrategias para aerogeneradores con DFIG y ángulo de paso fijo	36

3.4.3.	Estrategias para aerogeneradores con DFIG y ángulo de paso variable	38
3.4.4.	Seguimiento del punto de extracción de máxima potencia (MPPT).....	39
3.5.	Estrategias de control de potencia reactiva.....	41
3.5.1.	Objetivos del control de potencia reactiva	41
3.5.2.	Modos de control de los convertidores	42
3.6.	Prestación de servicios complementarios	45
3.6.1.	Estrategias de control primario de frecuencia	45
3.6.2.	Estrategias de control de tensión.....	48
3.7.	Comparación con otros tipos de generadores	48
3.8.	Comentarios	49
4.	CASO DE ESTUDIO Y MODELOS	51
4.1.	Introducción	51
4.2.	Selección de métodos de control de potencia	51
4.3.	Escenarios de operación considerados	52
4.4.	Modelos dinámicos	53
3.6.3.	Supuestos	53
4.4.1.	Modelo turbina.....	54
4.4.2.	Modelo mecánico	55
4.4.3.	Modelo generador de inducción y RSC	55
4.4.4.	Modelo GSC y enlace de corriente continua	57
4.4.5.	Modelo viento	59
4.5.	Sistemas de Control.....	60
4.5.1.	Control RSC.....	60
4.5.2.	Control GSC	63
4.5.3.	Control ángulo de paso	64
4.6.	Capacidad de potencia reactiva.....	65
4.6.1.	Límite de corrientes en el estator	65
4.6.2.	Límite de corrientes en el rotor	65
4.6.3.	Límite de potencia en el GSC	66
4.7.	Comentarios	67
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	68
5.1.	Introducción	68
5.2.	Características de estado estacionario	68
5.3.	Capacidad de potencia reactiva.....	72

5.4.	Escenarios con viento variable.....	75
5.4.1.	Vientos bajo velocidad de viento nominal	75
5.4.2.	Vientos sobre velocidad de viento nominal.....	79
5.5.	Comentarios	80
6.	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	82
6.1.	Conclusiones	82
6.2.	Trabajo futuro	84
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	86
	ANEXO A: Bloques implementados en MATLAB/Simulink	91
	ANEXO B: Parámetros de la simulación	95
	ANEXO C: Resultados.....	97
	ANEXO D: Transformación de Park	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción.	5
Figura 2-2 Aerogeneradores de velocidad variable: con generador síncrono o asíncrono (superior) y con generador síncrono multipolos (inferior).	6
Figura 2-3 Aerogenerador de velocidad variable con DFIG.	7
Figura 2-4 Componentes de aerogenerador de eje horizontal [8].	8
Figura 2-5 Ejemplos: a) Coeficiente de potencia en función de la razón de velocidad de punta. b) Potencia mecánica en la turbina eólica en función de la velocidad del viento, a velocidad nominal del rotor (Línea continua: control de potencia por pérdida aerodinámica (ángulo de paso fijo). Línea punteada: control activo de pérdida aerodinámica). [6].	9
Figura 2-6 Curva de potencia ideal de un aerogenerador.	10
Figura 2-7 Perfil de aspa de aerogenerador. Aquí, α representa el ángulo de ataque y β el ángulo de paso.	11
Figura 2-8 Flujos de potencia en DFIG sin pérdidas: a) operación subsíncrona, b) operación supersíncrona. Las potencias consideradas son siempre positivas.	16
Figura 2-9 Circuito equivalente monofásico del DFIG.	17
Figura 3-1 a) Característica torque - velocidad de rotación. b) Característica potencia - velocidad de rotación.	21
Figura 3-2 Estrategias de control del ángulo de paso de acuerdo a: a) velocidad de rotación de generador, b) velocidad de viento y, c) potencia generador.	22
Figura 3-3 Curva CP vs λ parametrizada con distintos valores de β	23
Figura 3-4 Configuración Dispositivo Kramer Estático.	24
Figura 3-5 Curva torque-velocidad de motor de inducción doblemente alimentado con Dispositivo Kramer Estático para distintos valores de deslizamiento [22].	25
Figura 3-6 Configuración Dispositivo Scherbius Estático.	27
Figura 3-7 Configuración con convertidor matricial [25].	28
Figura 3-8 Bloques de control para obtención de corrientes de referencia del rotor.	29
Figura 3-9 Bloque control de reactivos en RSC.	30
Figura 3-10 Crowbar y DC-chopper.	31
Figura 3-11 Vectores tensión y flujo de estator en distintos marcos de referencia: a) SFOF b) SVOF c) GFOF.	33
Figura 3-12 Características torque-velocidad de rotación [4]. Líneas rectas: características del generador. Líneas curvas: característica de la turbina parametrizadas por velocidad de viento y ángulo de paso.	36
Figura 3-13 Estrategia control de potencia con ángulo de paso fijo [4].	37
Figura 3-14 Estrategia control de potencia con ángulo de paso fijo [4]. a) Potencia capturada. b) Eficiencia aerodinámica vs velocidad de viento.	38

Figura 3-15 Estrategia de control de potencia con ángulo de paso variable [4].	39
Figura 3-16 Coeficiente de potencia en función de ángulo de paso y razón de velocidad de punta.	40
Figura 3-17 Curva de potencia óptima.	41
Figura 3-18 Esquema de control de tensión en GSC, considerando control no coordinado y prioridad del RSC.	44
Figura 3-19 Control inercial.	45
Figura 3-20 Característica potencia-frecuencia.	46
Figura 3-21 Control droop.	46
Figura 3-22 Control deload modificando el ángulo de paso.	47
Figura 3-23 Control deload modificando la velocidad de rotación.	47
Figura 4-1 Esquema general modelo implementado de aerogenerador con DFIG con limitación de potencia por control del ángulo de paso.	53
Figura 4-2 Esquema general modelo implementado de aerogenerador con DFIG con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad.	54
Figura 4-3 Modelo rama R-L.	58
Figura 4-4 Modelo de viento implementado en Matlab/Simulink.	59
Figura 4-5 Diagramas de control. a) Regulador potencia activa (aerogenerador con control del ángulo de paso). b) Regulador velocidad/potencia activa (aerogenerador sin control del ángulo de paso).	61
Figura 5-1 Características de estado estacionario de AGp: flujo hacia la red de potencia activa total, de estator y de rotor en función de la velocidad de viento.	69
Figura 5-2 Características de estado estacionario de AGs: flujo hacia la red de potencia activa total, de estator y de rotor en función de la velocidad de viento.	69
Figura 5-3 Características de estado estacionario de AGp y AGs: velocidad de rotación del rotor en función de la velocidad de viento (gráfico superior), coeficiente de potencia en función de la velocidad de viento (gráfico inferior - eje izquierdo)*, ángulo de paso de AGp en función de la velocidad de viento (gráfico inferior - eje derecho).	70
Figura 5-4 Características de estado estacionario de AGp y AGs: torque electromagnético en función de la velocidad de viento (izquierda) y torque electromagnético en función de la velocidad del rotor (derecha).	71
Figura 5-5 Características de estado estacionario de AGp y AGs: magnitud de corrientes de estator y de rotor en función de la velocidad de viento (izquierda) y de la velocidad de rotación (derecha).	72
Figura 5-6 Características de estado estacionario de AGp y AGs: pérdidas totales, eléctricas (resistivas) y mecánicas (fricción del rotor) en función de la velocidad de viento (izquierda) y de la velocidad de rotación (derecha).	72

Figura 5-7 Capacidad de AGp (izquierda) y AGs (derecha) de absorber e inyectar potencia reactiva desde el estator, el GSC y ambos (capacidad total) en función de la inyección de potencia activa.....	73
Figura 5-8 Capacidad de AGp (superior) y AGs (inferior) de absorber e inyectar potencia reactiva desde el estator, el GSC y ambos (capacidad total) en función de la velocidades de viento.	74
Figura 5-9 Principales variables de AGp y AGs en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s.	76
Figura 5-10 Principales variables de AGp y AGs en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s.	77
Figura 5-11 Principales variables de AGs (caso 2*) en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s.	78
Figura 5-12 Ángulo de paso de AGp en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s.	80
Figura A- 1 Sistema Wind Turbine de la biblioteca de MATLAB/SimPowerSystems.	91
Figura A- 2 Bloques de control del RSC de AGp implementados en MATLAB/Simulink.	92
Figura A- 3 Bloques de control del RSC de AGs implementados en MATLAB/Simulink.	93
Figura A- 4 Bloques de control del GSC de AGp y AGs implementados en MATLAB/Simulink.	94
Figura A- 5 Características de estado estacionario de AGp y AGs: Voltaje del rotor (superior), razón de velocidad de punta (central) y deslizamiento (inferior).	97
Figura A- 6 Limitaciones de potencia reactiva en el estator de AGp (izquierda) y AGs (derecha) en función de la inyección de potencia activa dadas por las corrientes máximas de estator y de rotor.....	98
Figura A- 8 Otras variables de AGp y AGs en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s.....	99
Figura A- 9 Otras variables de AGp y AGs en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s.	100
Figura A- 10 Sistemas de referencia dq y abc de secuencia directa.	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Ventajas comparativas entre aerogenerador con DFIG (DFIG WT) y aerogenerador de velocidad fija (FS WT).	48
Tabla 3-2 Ventajas comparativas entre aerogenerador con DFIG (DFIG WT) y aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes conectado a la red a través de convertidores (Full Converter PMSG WT).....	49
Tabla 3-3 Estrategias de control de potencia activa en aerogeneradores con DFIG.....	50
Tabla 3-4 Estrategias de control de potencia reactiva en aerogeneradores con DFIG.....	50
Tabla A- 1 Parámetros de modelo de la turbina.....	95
Tabla A- 2 Parámetros de modelo del generador de inducción y RSC.	95
Tabla A- 3 Parámetros de modelo del GSC y enlace de corriente continua.....	95
Tabla A- 4 Parámetros de sistema de control del RSC.	96
Tabla A- 5 Parámetros de sistema de control del GSC.	96
Tabla A- 6 Parámetros de sistema de control del ángulo de paso.....	96

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

El gran desarrollo industrial existente alrededor del mundo ha traído consigo consecuencias negativas para la sociedad, dentro de las cuales se puede mencionar altas tasas de contaminación y procesos productivos poco sustentables, alterando de manera significativa el medio ambiente. Sin embargo, la sociedad actual ha mostrado mayor preocupación por el cuidado de la naturaleza. Es por ello que los sistemas eléctricos de gran parte del mundo han optado por aumentar las fuentes de energía renovables en sus matrices energéticas.

Debido a lo anterior y a la baja de los costos de inversión, la penetración de energía eólica en los sistemas eléctricos ha tenido un alza sostenida en los últimos años, tanto a nivel nacional como internacional [1] [2]. Al finalizar el año 2012, la cartera de proyectos del sistema de evaluación de impacto ambiental de Chile alcanzó a contar con 5.890 MW de energía eólica, de los cuales al menos 3.250 MW están ya aprobados [3].

En este contexto, la industria ha privilegiado el uso de aerogeneradores de velocidad variable que permiten un control más flexible en la operación, mejorando entre otras cosas la eficiencia del mismo y disminuyendo su impacto en el sistema. El efecto que este tipo de aerogeneradores puede tener en la red eléctrica, tanto en operación normal como ante contingencias, depende entre otras cosas de las estrategias de control de potencia activa y reactiva que se decida emplear. Las cuales, por otro lado, también deben ser consideradas en la determinación de los parámetros de diseño de las máquinas.

Es en este sentido que se hace necesario en Chile tener un mayor conocimiento sobre los aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y las posibles configuraciones y estrategias de control de potencia a considerar, ya sea para su inclusión en parques eólicos de gran tamaño o para usos particulares de menor envergadura.

1.2. Objetivos

El objetivo general de la presente memoria es revisar diferentes opciones de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con DFIG, focalizando el trabajo en el estudio de estrategias de control de potencia activa. En este sentido se busca lograr los siguientes objetivos específicos:

- Revisión bibliográfica de distintas configuraciones y estrategias de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con DFIG.
- Modelación dinámica de aerogenerador con DFIG.
- Selección de algunas estrategias de control de potencia activa de aerogeneradores con DFIG y aplicación de éstas a un caso de estudio.

- Estimación de capacidad de potencia reactiva de aerogeneradores con DFIG simulados en caso de estudio, según la consideración de distintos esquemas de control de reactivos.
- Analizar posibles ventajas y desventajas de las diversas opciones de control de potencia en aerogeneradores con DFIG.
- Analizar posibles ventajas y desventajas de los métodos de control de potencia en aerogeneradores con DFIG en relación a aerogeneradores que emplean otros tipos de generador (en particular síncronos).

1.3. Alcances

- La memoria busca brindar información acerca de las configuraciones y estrategias de control de potencia, tanto activa como reactiva, en aerogeneradores con DFIG.
- Pretende establecer, según la literatura revisada, las posibles ventajas y/o desventajas entre las distintas configuraciones y estrategias de control estudiados, y entre el uso de aerogeneradores con DFIG o con generadores síncronos conectados a la red a través de convertidores, en cuanto al control de potencia se refiere.
- En el caso de estudio a simular, se considera como punto de partida la obtención de la curva de potencia de un aerogenerador, teniendo en cuenta la utilización o no utilización del control del ángulo de paso, según las estrategias que se decida emplear.
- La memoria no pretende realizar un estudio de la respuesta ante distintas estrategias de control de un parque eólico que forme parte de un sistema eléctrico real, como tampoco busca realizar un estudio de estabilidad del sistema modelado. Pero igualmente se entregan algunas sugerencias para dichos análisis.

1.4. Estructura

La presente memoria se divide en siete capítulos más anexos. El primer capítulo es introductorio, en él se establece la motivación y el contexto en que se realiza este trabajo, además de sus objetivos, alcances y estructura. Las cinco secciones posteriores son las siguientes:

- Capítulo 2: Antecedentes de la energía eólica y del generador de inducción doblemente alimentado

Corresponde a la revisión bibliográfica sobre los componentes y principios de funcionamiento de los aerogeneradores y tipos de generadores utilizados, en el que

se detalla en mayor medida el DFIG. Se revisa la importancia del control de potencia activa y reactiva.

- Capítulo 3: Métodos de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado

Se presentan distintos métodos de control de potencia activa y reactiva usados en aerogeneradores con DFIG, y los objetivos que busca cada sistema de control de potencia. Se realiza una revisión de las principales configuraciones de los sistemas de electrónica de potencia que forman parte de un DFIG. Finalmente se presentan algunas de las principales diferencias que poseen los aerogeneradores con DFIG con respecto a otros tipos de aerogeneradores.

- Capítulo 4: Caso de estudio y modelos

Se describe el caso de estudio utilizado para la simulación de algunos de los métodos de control de potencia en aerogeneradores con DFIG. Se muestran los modelos utilizados en las simulaciones.

- Capítulo 5: Análisis y resultados

Se muestran y analizan los resultados obtenidos en la simulación de cada uno de los métodos de control de potencia considerados, presentándose ventajas y desventajas.

- Capítulo 6: Conclusiones

En este capítulo se exponen las principales conclusiones del trabajo realizado.

Por último, en el séptimo capítulo se presentan las referencias bibliográficas usadas.

2. ANTECEDENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO

2.1. Introducción

En el presente capítulo se dan a conocer antecedentes generales sobre la energía eólica y los medios más utilizados para obtener energía eléctrica a partir de ésta. Se mencionan los tipos de generadores existentes y sus características básicas, se estudia en mayor detalle el funcionamiento y modelo del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), y finalmente se exponen las razones del por qué es necesario contar con un control de potencia activa y reactiva adecuado.

2.2. Energía eólica y aerogeneradores

El Sol es una fuente de energía importante para los ciclos naturales presentes en el planeta; parte de esa energía se puede observar y sentir indirectamente a través del viento.

La circulación de masas de aire en la atmósfera terrestre, el viento, es producto de la presencia de gradientes de temperatura y de presión debido a la interacción de la energía proveniente del Sol con las masas de aire, generando diferencias de densidad entre ellas.

A partir de la energía cinética del viento es posible, gracias a la aplicación de principios aerodinámicos, obtener energía eléctrica [4]. Este proceso de conversión de energía es realizado por aerogeneradores, también llamados generadores eólicos. Éstos consisten básicamente en una turbina montada sobre una torre, cuyo eje de rotación se encuentra acoplado al eje del rotor de un generador eléctrico. Más detalles son entregados en las secciones siguientes.

Existe un límite teórico para la fracción de energía cinética del viento que un aerogenerador puede convertir en energía mecánica. Este límite recibe el nombre de *coeficiente de Betz*, y es de un 59,3% [4].

2.2.1. Tipos de aerogeneradores

Desde que se comenzó a explotar la energía eólica el diseño y los aspectos constructivos de las turbinas eólicas han llevado a la experimentación de decenas de modelos, con diferentes materiales, número de aspas, posición del eje de rotación, entre otras características.

En la actualidad se ha determinado que el número de aspas que brinda un mejor desempeño es de 2 a 3, dependiendo de la finalidad y de las características de la turbina. Para la generación de energía eléctrica a gran escala se ha privilegiado el uso de 3 aspas.

Según la dirección del eje de rotación de las aspas, las turbinas eólicas pueden presentarse con eje vertical u horizontal [4] [5]. Las primeras son utilizadas principalmente en artefactos de medición, y las segundas en la generación de energía eléctrica.

Otra distinción importante presente en los aerogeneradores es si éstos son de velocidad fija o variable.

2.2.1.1. Turbinas eólicas de velocidad fija

Como su nombre lo indica, los aerogeneradores con turbina de velocidad fija presentan una única velocidad de rotación. El eje de la turbina es conectado al eje del generador a través de una caja de engranajes para obtener velocidades de rotación mayores y adecuadas para la máquina eléctrica.

Generalmente en esta topología se utiliza un generador de inducción de jaula de ardilla, en que su velocidad de rotación está determinada por el factor multiplicador de la caja de engranajes y por el número de polos de la máquina.

Durante su operación, el generador de inducción se encuentra conectado directamente a la red, lo que provoca que las variaciones de la velocidad del viento afecten la potencia y tensión eléctrica generada. Esta topología presenta métodos de control aplicados por las aspas del aerogenerador para limitar la energía capturada del viento. Estos métodos de control son explicados en la Sección 2.2.4.

Para atenuar las altas corrientes de partida (*inrush*) que se presentan en los generadores de inducción, es usual incluir un partidor suave (*soft starter*). Además, debido a que este tipo de generadores consume potencia reactiva, es necesario que cuenten con un banco de condensadores para asegurar un factor de potencia adecuado en bornes.

Debido a las características recién mencionadas, estos aerogeneradores presentan un pobre control de potencia activa, una mala respuesta ante fallas y no poseen control de reactivos [6]. Sin embargo, son fáciles de construir y conllevan menores costos.

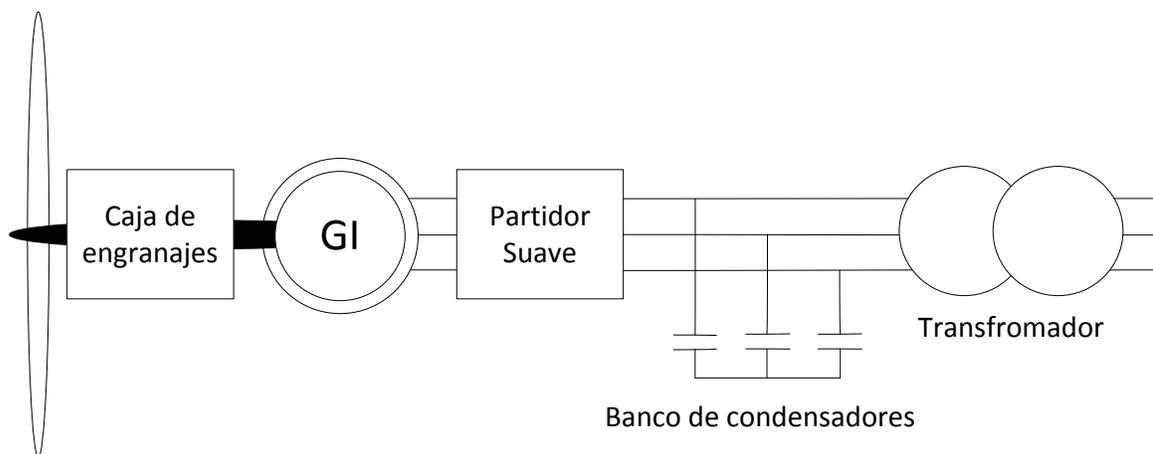


Figura 2-1 Aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción.

Utilizar una máquina asíncrona de rotor bobinado es una variante que permite controlar las corrientes rotóricas con el fin de obtener un pequeño rango de control sobre la velocidad de giro del rotor, gracias a la utilización de una resistencia variable en los devanados del rotor, y de esta forma controlar la potencia generada. A esto se le llama control dinámico de deslizamiento [7].

Actualmente la industria ha dejado de fabricar este tipo de aerogeneradores, al menos en los diseños de potencia elevada, encontrándose generalmente en modelos domésticos cuya capacidad sólo alcanza unos pocos kilovatios.

2.2.1.2. Turbinas eólicas de velocidad variable

Existen principalmente 2 configuraciones de aerogeneradores con turbina de velocidad variable; ambas con control de la potencia activa y reactiva que se inyecta al sistema eléctrico [6] [7].

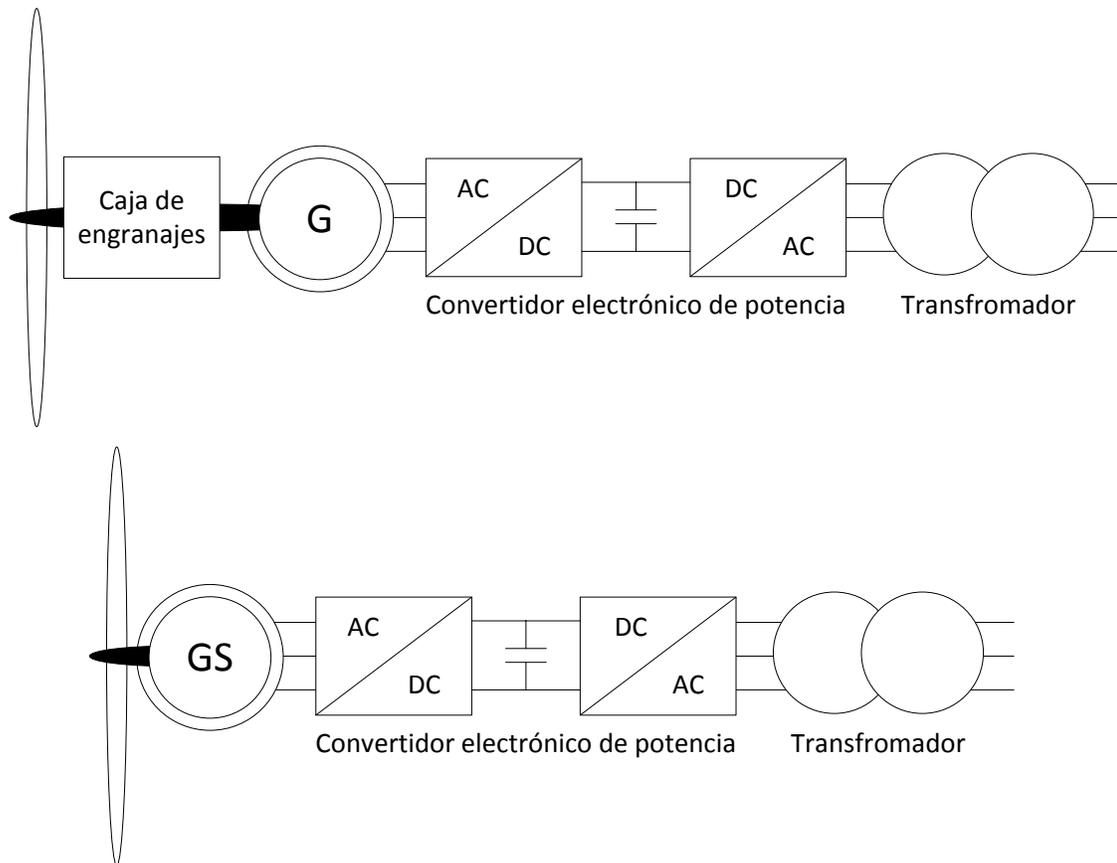


Figura 2-2 Aerogeneradores de velocidad variable: con generador síncrono o asíncrono (superior) y con generador síncrono multipolos (inferior).

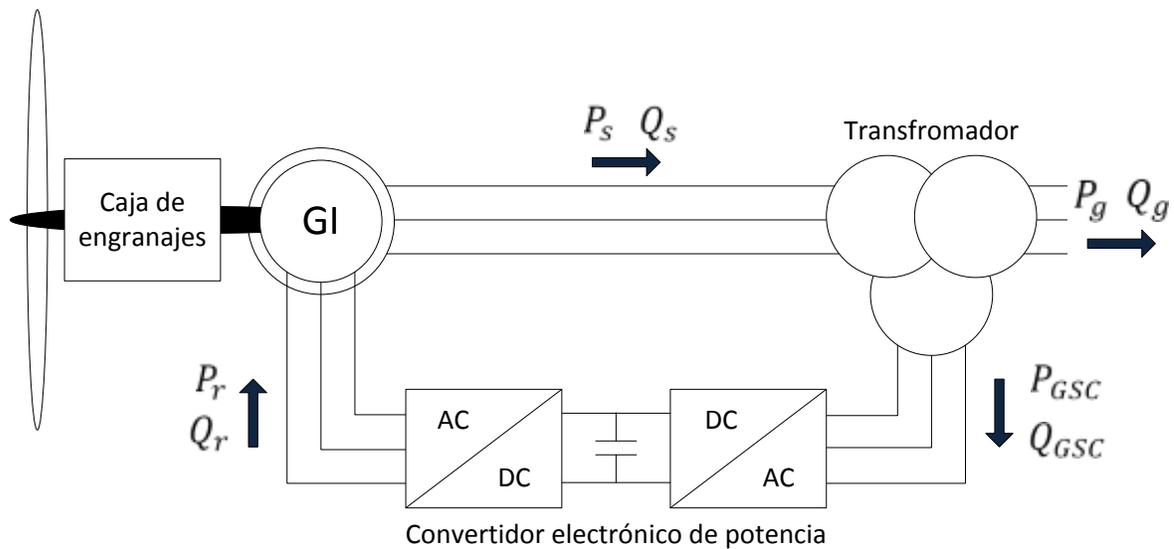


Figura 2-3 Aerogenerador de velocidad variable con DFIG.

Una de ellas cuenta con un generador conectado a la red a través de un convertidor electrónico de potencia (*back-to-back*), por lo que el convertidor debe ser capaz de transmitir el 100% de la potencia nominal del generador (Figura 2-2, superior).

Esta topología puede contar con un generador de inducción de jaula de ardilla o un generador síncrono. En el caso de contar con un generador síncrono, es posible no considerar una caja de engranajes si el número de polos de la máquina es suficiente para obtener velocidades de rotación cercanas a la velocidad de rotación nominal del generador, para velocidades de viento nominales (Figura 2-2, inferior).

Otra configuración se obtiene utilizando un generador de inducción doblemente alimentado, la cual necesita de un convertidor de sólo un 30% de la potencia nominal del generador (Figura 2-3). Las características de los generadores doblemente alimentados son estudiadas en detalle en la Sección 2.3.

Debido al control posible gracias a los elementos de electrónica de potencia, los aerogeneradores con turbina de velocidad variable presentan un comportamiento bastante satisfactorio en cuanto a regulación de tensión y frecuencia con respecto a los aerogeneradores de velocidad fija. Estas topologías, al igual que las de velocidad fija, también consideran la utilización de métodos de control de potencia que involucran las aspas del aerogenerador.

2.2.2. Componentes de un aerogenerador

Los aerogeneradores de eje horizontal, ya sean estos de velocidad fija o variable, en general tienen los siguientes componentes principales:

- Turbina eólica: aspas, buje, actuador de sistema de paso.
- Góndola: eje de baja velocidad, caja de engranajes (caja multiplicadora), eje de alta velocidad, generador, freno mecánico, sistema de orientación, anemómetro, veleta, pararrayos.
- Torre: cables de transmisión eléctrica y control.

El eje de baja velocidad y la caja de engranajes se omiten en el caso de aerogeneradores basados en generadores síncronos multipolos. Además, la utilización de otros componentes, como bancos de baterías y dispositivos de electrónica de potencia, depende del diseño específico de cada aerogenerador.

La turbina eólica corresponde al rotor externo del aerogenerador, el cual es responsable de captar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica. La góndola es el compartimiento en el que se alojan los equipos eléctricos y mecánicos necesarios para la conversión electro-mecánica de la energía y la torre es la estructura que da soporte a los elementos antes mencionados.

El actuador de sistema de paso y el sistema de orientación hacen referencia a los controles activos de las aspas detallados en la Sección 2.2.4. Por otro lado, la veleta y el anemómetro son instrumentos de medida necesarios para el correcto funcionamiento de los sistemas de control del generador eólico.

Normalmente, como lo muestra la Figura 2-4, el rotor se encuentra en disposición barlovento. Esto quiere decir que las aspas enfrentan el viento antes que el resto de la estructura, lo que evita turbulencias próximas a la turbina. Mayores detalles sobre los aspectos constructivos pueden ser vistos en [5] [7].

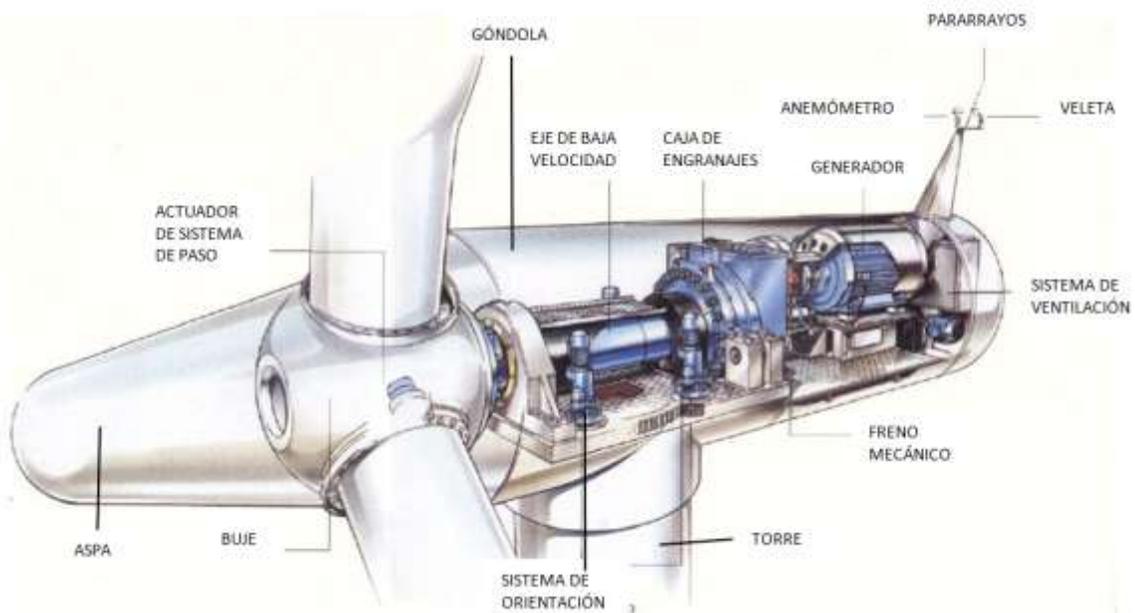


Figura 2-4 Componentes de aerogenerador de eje horizontal [8].

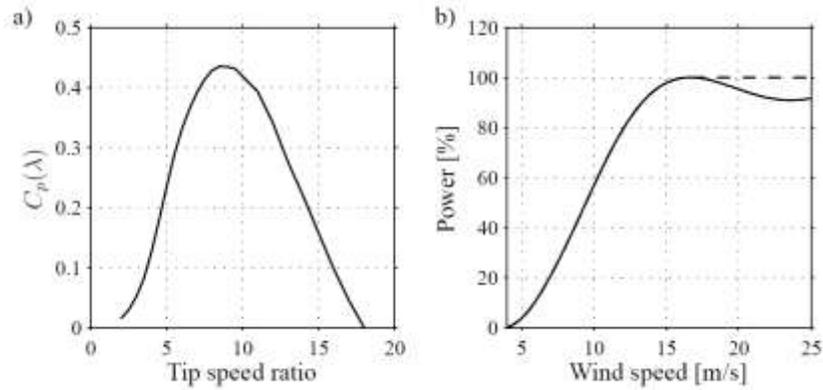


Figura 2-5 Ejemplos: a) Coeficiente de potencia en función de la razón de velocidad de punta. b) Potencia mecánica en la turbina eólica en función de la velocidad del viento, a velocidad nominal del rotor (Línea continua: control de potencia por pérdida aerodinámica (ángulo de paso fijo). Línea punteada: control activo de pérdida aerodinámica). [6]

2.2.3. Potencia de un aerogenerador

En un aerogenerador típico de velocidad variable, la potencia activa inyectada a la red en función de la eficiencia de los distintos componentes del sistema de generación eléctrica, está determinada por la siguiente ecuación:

$$P_e = P_v C_p \eta_T \eta_G \eta_{EP} \quad (2.1)$$

Donde P_e es la potencia activa inyectada a la red, P_v es la potencia contenida en la masa de aire incidente, C_p es el coeficiente de potencia, η_T es el rendimiento del sistema de transmisión, η_G es el rendimiento del generador, y η_{EP} es el rendimiento de los equipos de electrónica de potencia. De aquí se desprende que la potencia mecánica disponible en el aerogenerador es [7]:

$$P_m = C_p P_v \quad (2.2)$$

La potencia del viento corresponde a la potencia de la masa de aire que fluye a través de la superficie circular proyectada por las aspas. Esta potencia está dada por [4] [7]:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_r v_v^3 \quad (2.3)$$

En que ρ es la densidad del aire, A_r es el área barrida por las aspas del rotor y v_v es la velocidad del viento.

El coeficiente de potencia presente en estas ecuaciones es función de la razón de velocidad de punta (λ , *tip speed ratio*) y del ángulo de paso (β , *pitch angle*) de las aspas [6]. Este coeficiente representa, como se aprecia en la Ecuación (2.2), la fracción de potencia del viento que puede ser aprovechada por el aerogenerador. La razón de velocidad de punta relaciona la velocidad tangencial en la punta del aspa con la velocidad del viento, como se muestra a continuación:

$$\lambda = \frac{\omega_{aspa} r_{aspa}}{v_v} \quad (2.4)$$

Siendo ω_{aspa} la velocidad angular del rotor en el eje de baja velocidad y r_{aspa} el radio del plano de la turbina eólica.

El coeficiente de potencia no es constante, y por esto es necesario un sistema de control que permita obtener la mayor cantidad de potencia posible en todo momento. En la Figura 2-5 se ilustra a modo de ejemplo una curva típica de C_p en función de λ , y una curva de la potencia capturada por la turbina eólica en función de la velocidad del viento. En el Capítulo 3 se profundiza en el estudio de los métodos de control de C_p .

Los aerogeneradores poseen un rango limitado de operación de velocidades de viento, ya que a velocidades muy bajas la eficiencia disminuye y para velocidades muy altas los esfuerzos aplicados sobre las aspas pueden ser excesivos, lo que puede ocasionar daños estructurales en éstas. La velocidad a la que el aerogenerador entra en operación es la llamada velocidad de arranque o velocidad de *cut-in* (v_{cut-in}), y la velocidad en la que el aerogenerador sale de operación es la velocidad de parada o velocidad de *cut-out* ($v_{cut-out}$). La velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador (v_{nom}), es la velocidad a la cual se alcanza la potencia eléctrica nominal de generación. En la Figura 2-6, se observa con mayor claridad los puntos de operación correspondientes a cada una de las velocidades recién descritas, considerando una curva de potencia ideal.

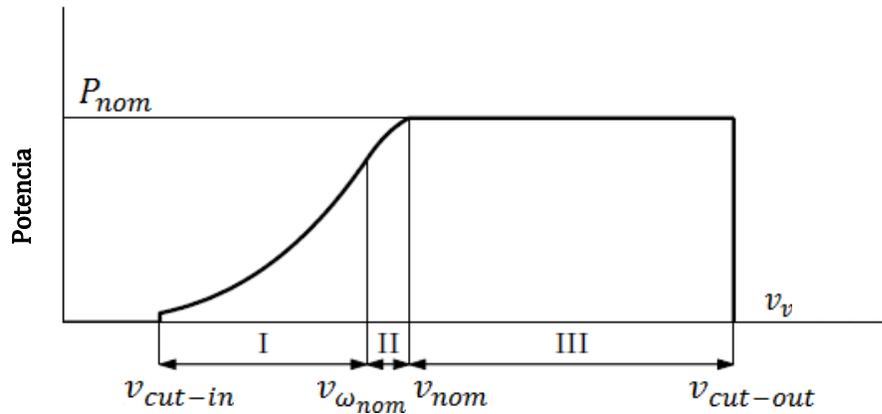


Figura 2-6 Curva de potencia ideal de un aerogenerador.

2.2.4. Control de potencia capturada en aspas

2.2.4.1. Control de ángulo de paso (*pitch control*)

El ángulo de paso (*pitch angle*, β) se define como el ángulo entre el plano de rotación de la turbina y la cuerda que une los dos extremos más lejanos del aspa en un corte transversal. Por otro lado, el ángulo de ataque (α) queda definido por el ángulo entre la cuerda de mayor

extensión de un corte transversal del asa y el vector de velocidad relativa del viento (\vec{c} , en Figura 2-7).

El control de ángulo de paso consiste en modificar el ángulo β de las aspas con el fin de ajustar el perfil aerodinámico según el objetivo buscado [4]. En caso de que la velocidad del viento se encuentre por sobre la velocidad nominal, el control de ángulo de paso actúa de forma tal que la sustentación en las aspas disminuya, para de esta forma limitar la potencia extraída del viento y no sobrepasa el valor de potencia nominal del aerogenerador. Esto se logra con ángulos de paso positivos.

Por el contrario, cuando la velocidad del viento es muy baja, las aspas giran en sentido inverso para obtener una mayor fuerza de arrastre. Esto se logra con valores del ángulo de paso cercanos a cero.

Por ser un control mecánico, su respuesta no es rápida y no es capaz de hacer un seguimiento instantáneo de las variaciones de velocidad del viento. Requiere de un actuador en las aspas que puede ser de tipo eléctrico o hidráulico, el cual mueve toda la extensión de las aspas.

Cuando este mecanismo de control cuenta con un gran rango de movimiento, permite aumentar el torque de partida ejercido sobre las aspas y por otro lado a frenarlas más fácilmente [5].

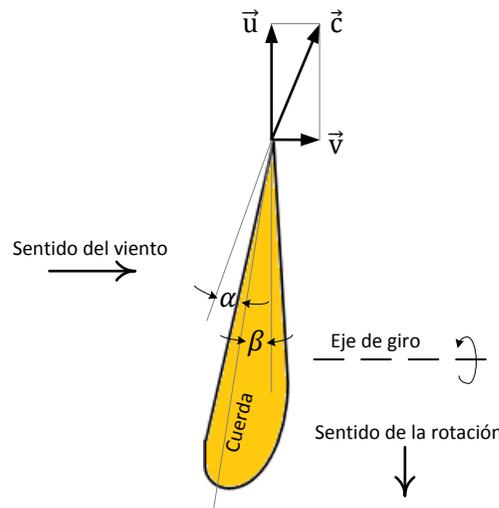


Figura 2-7 Perfil de asa de aerogenerador. Aquí, α representa el ángulo de ataque y β el ángulo de paso.

2.2.4.2. Control por pérdida aerodinámica (*stall control*)

El control por pérdida aerodinámica de turbinas eólicas no requiere de sistemas de control o sistemas actuadores, con lo que evita piezas móviles que aumentan costos y hacen menos robusto el aerogenerador.

Los rotores eólicos provistos de *stall control* presentan un ángulo de paso fijo, pero poseen un perfil aerodinámico que permite la pérdida de sustentación de las aspas a velocidades de viento elevadas. En la base del aspa el ángulo de paso es mayor que en el extremo exterior de ésta, lo que provoca que la pérdida de sustentación se dé de forma progresiva a lo largo de ella [9].

El diseño aerodinámico del rotor puede ser complejo, ya que debe adecuarse a solicitaciones específicas según tamaño y tipo de aerogenerador en el que es montado y a la velocidad de viento nominal que se considere. El efecto de este tipo de control en la potencia mecánica obtenida por el aerogenerador se aprecia en la curva de línea continua de la Figura 2-5 b).

En la actualidad este tipo de turbinas se utilizan sólo en aerogeneradores domésticos de pequeña capacidad.

2.2.4.3. Control activo por pérdida aerodinámica (*active stall control*)

Este control presenta características de los dos métodos de control de potencia mencionados anteriormente. Por un lado cuenta con un perfil aerodinámico que provoca pérdida de sustentación a velocidades elevadas, y por otro cuenta con la capacidad de mover las aspas para ajustar este perfil. Si bien, típicamente, este tipo de control permite variar el ángulo de paso en no más de 10° , esto basta para obtener un control más preciso en la limitación de potencia activa a velocidades de viento muy altas (mayores a 18 m/s), particularmente en aerogeneradores de gran potencia [9].

El control activo por pérdida aerodinámica permite cambiar el ángulo de paso de las aspas, el cual, a velocidades menores a la nominal, actúa de la misma manera que lo haría el control por ángulo de paso. Sin embargo, cuando las velocidades son mayores y se requiere disminuir la sustentación en la turbina, este sistema ubica las aspas en el sentido contrario en el que actúa el control por ángulo de paso, para acelerar el proceso de pérdida aerodinámica. En este último caso se generan turbulencias, las que eliminan la energía excesiva proveniente del viento [9].

El efecto de este control en la potencia mecánica obtenida por el generador eólico se aprecia en la Figura 2-5 b), en la curva de línea punteada.

2.2.4.4. Control de orientación (*yaw control*)

El sistema de control de orientación [5] proporciona la posibilidad de hacer correcciones en el ángulo en que la turbina enfrenta al viento, por medio de motores eléctricos o sistemas hidráulicos ubicados en la mayoría en los casos en el tope de la torre, que giran la góndola sobre el eje de simetría axial de la torre. Cuando el generador eólico no se encuentra orientado de forma directa al viento, la potencia mecánica captada por el rotor disminuye y se producen solicitaciones de torque distintas en cada aspa que pueden provocar daños en éstas.

La respuesta de este tipo de control es lenta, ya que debe orientar al total de las estructuras que componen la góndola y la turbina. Por ello no es utilizado en aerogeneradores de elevada potencia.

2.3. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

La máquina principal en casi todos los sistemas de generación de energía eléctrica es el generador. Éste transforma la energía mecánica proveniente de alguna fuente como el viento, los ríos o el vapor, entre otras, en energía eléctrica.

Los generadores predominantes son generadores de corriente alterna trifásicos. Una forma de clasificarlos es según su principio de funcionamiento, encontrando dos tipos principales: generadores síncronos y generadores asíncronos (o de inducción). Mayores detalles sobre los principios de funcionamiento, modelos, diseño y características constructivas de los generadores síncronos y asíncronos pueden encontrarse en [10] y [11] respectivamente.

El generador de inducción doblemente alimentado o DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) por sus singlas en inglés, constructivamente es similar a un generador de inducción de rotor bobinado, pero cuyo rotor se encuentra conectado a la red eléctrica a través de equipos de electrónica de potencia (convertidor *back-to-back*) como puede ser visto en la Figura 2-3. El DFIG además cuenta con el estator conectado directamente a la red, lo que permite que el convertidor sea diseñado para sólo un 30% de la potencia nominal de la máquina [12] [13] [14], como es visto más adelante en este capítulo.

Un convertidor *back-to-back* consiste en un inversor y un rectificador conectados a través de un condensador (*DC-link*) que se encarga de mantener un voltaje invariable entre ellos. Este equipo admite un flujo de potencia bidireccional, lo que otorga mayores prestaciones a los generadores DFIG. Este tipo de configuración presenta ventajas respecto a las que tienen el estator conectado a la red a través de un convertidor, debido al menor tamaño que se requiere de éste.

Una ventaja importante de este tipo de generadores en sistemas eólicos, frente a otros tipos de configuraciones, es que permiten tanto absorber como inyectar potencia reactiva a la red. Sin embargo el comportamiento ante caídas de tensión presenta deficiencias, ya que en muchos casos los sistemas DFIG son desconectados de la red con el fin de proteger el convertidor del lado del rotor [15]. Hoy en día, debido al crecimiento sostenido que han tenido las fuentes de generación eólicas, los métodos de control han presentado avances que permiten hacer frente a estas solicitudes sin necesidad de desconectar el parque eólico.

En lo que sigue de esta sección se dará a conocer características básicas del DFIG, sus principios y modos de operación, modelo eléctrico y electromecánico. Se abordará en términos generales el control de velocidad y potencia, tema que será tratado en detalle en el Capítulo 3.

2.3.1. Principio de funcionamiento

Al igual que en motores de inducción trifásicos tradicionales, los generadores doblemente alimentados cuentan con un campo magnético formado por las fases de estator que gira a velocidad síncrona (ω_s), la cual queda determinada por la frecuencia de la red y el número de polos de la máquina [7] [10]:

$$\omega_s = 2\pi f_{red} \quad (2.5)$$

o bien

$$n_s = \frac{120f_{red}}{p} \quad (2.6)$$

Donde f_{red} es la frecuencia de la tensión de la red en Hertz, p es el número de polos de la máquina, ω_s es la velocidad síncrona en radianes eléctricos por segundo y n_s es la velocidad síncrona en revoluciones por minuto; y un segundo campo magnético originado por las corrientes del rotor. A diferencia de las primeras máquinas, la frecuencia de las corrientes rotóricas en el DFIG puede ser controlada gracias a la intervención del convertidor ubicado en el lado del generador. Con el control de las corrientes rotóricas se tiene control sobre la curva característica de velocidad y torque, lo que permite optimizar y regular la potencia generada por el DFIG [6] [16].

De la misma forma en que se obtiene la velocidad de los campos rotóricos de estator, se define la velocidad de los campos rotóricos (ω_2) formados por las corrientes del rotor [7]:

$$\omega_2 = 2\pi f_r \quad (2.7)$$

Donde f_r es la frecuencia de las tensiones del rotor en Hertz y ω_2 es la velocidad angular de los campos del rotor en radianes eléctricos por segundo.

Se define el deslizamiento como la velocidad relativa de los campos de estator con respecto a la velocidad del rotor (ω_r), medida en por unidad:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} = \frac{\omega_2}{\omega_s} \quad (2.8)$$

La última igualdad se obtiene de la Ecuación (2.10). Con este parámetro se puede establecer la siguiente relación:

$$f_r = sf_s \quad (2.9)$$

Donde f_s es la frecuencia de las corrientes de estator, es decir, f_{red} . A partir de esto es posible caracterizar los modos de operación de la máquina, que en general en sistemas eólicos presentan variaciones de velocidad entorno al $\pm 30\%$ [6] [17].

Para que se produzca un torque no nulo necesario para el funcionamiento del generador, los campos magnéticos originados por las corrientes de estator y de rotor deben girar a la misma velocidad con respecto a un punto de referencia común [7] [18]:

$$\omega_s = \omega_r + \omega_2 \quad (2.10)$$

De aquí se obtiene que la velocidad mecánica del rotor puede ser controlada según las ecuaciones (2.10) y (2.11) a través del control de la frecuencia de las corrientes del rotor efectuado por el convertidor del lado de la máquina.

Cuando el deslizamiento es positivo se tiene que ω_s es mayor a ω_r y, por consiguiente, ω_2 es positivo y los campos magnéticos rotarios generados por las bobinas de estator y rotor giran en un mismo sentido. En este caso:

$$\omega_m = \frac{2\pi(f_{red} - f_r)}{(p/2)} \quad (2.11)$$

Donde ω_m es la velocidad de rotación del rotor medida con respecto al estator en radianes geométricos.

Cuando el deslizamiento es negativo se tiene que ω_s es menor a ω_r y, por consiguiente, ω_2 es negativo y los campos magnéticos rotarios generados por las bobinas de estator y rotor giran en sentidos opuestos. Esto quiere decir que el rotor es alimentado con la secuencia inversa del estator. Bajo estas condiciones:

$$\omega_m = \frac{2\pi(f_{red} + f_r)}{(p/2)} \quad (2.12)$$

Como queda en evidencia en las ecuaciones recién expuestas, la velocidad a la que gira el rotor depende exclusivamente de las frecuencias de red y de rotor, y no del torque que imponga la turbina, como se da en otros tipos de generadores.

Las velocidades del rotor en radianes geométricos (ω_m) y eléctricos (ω_r) quedan relacionadas por el número de polos de la máquina, según la Ecuación (2.13) [6].

$$\omega_m = \frac{\omega_r}{(p/2)} \quad (2.13)$$

2.3.2. Flujos de potencia activa en operación subsíncrona y supersíncrona

Se definen los modos de operación subsíncrono y supersíncrono, como indican sus nombres, tal que la velocidad del rotor (ω_r) es menor que la velocidad de sincronismo y la velocidad del rotor es mayor a la velocidad síncrona, respectivamente. Las máquinas DFIG pueden operar como generador en estos dos modos.

Tomando en cuenta la forma en que se define el deslizamiento (Ecuación (2.8)) entonces es posible inferir que a velocidad subsíncrona el deslizamiento adquiere un valor positivo y a velocidad supersíncrona el deslizamiento adquiere un valor negativo.

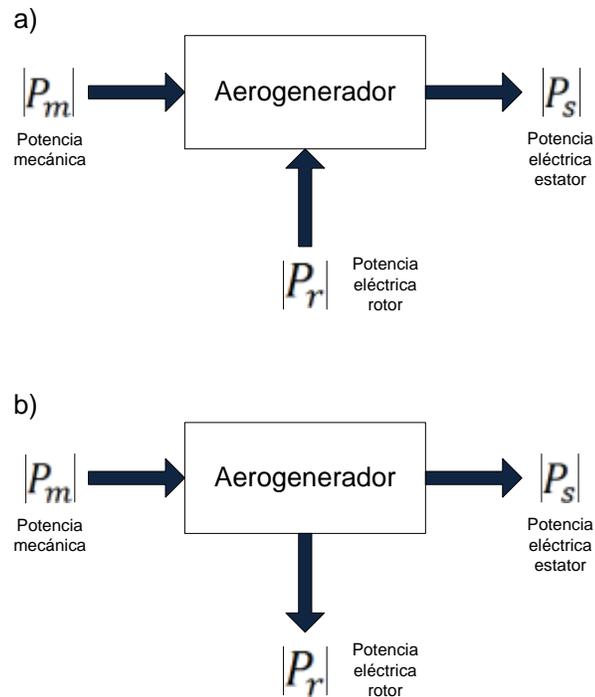


Figura 2-8 Flujos de potencia en DFIG sin pérdidas: a) operación subsíncrona, b) operación supersíncrona. Las potencias consideradas son siempre positivas.

En cuanto a los flujos de potencia activa en la máquina, estos dependen de si se encuentra en funcionamiento como motor o como generador y de si la velocidad del rotor es subsíncrona o supersíncrona [16] [18]. Los diagramas presentados en la Figura 2-8 resumen esta información.

En el caso de un generador, cuando la velocidad del rotor es mayor a ω_s (operación supersíncrona), tanto el estator como el rotor inyectan potencia a la red eléctrica y se tiene la siguiente relación:

$$|P_m| = |P_s| + |P_r| + P_{losses} \quad (2.14)$$

Donde P_m es la potencia mecánica, P_s es la potencia eléctrica en bornes del estator, P_r es la potencia eléctrica en bornes del rotor y P_{losses} son las pérdidas. Mientras que cuando la velocidad del rotor es menor a ω_s (operación subsíncrona), el rotor absorbe potencia de la red, en tanto que el estator sigue inyectando, y se tiene:

$$|P_m| = |P_s| - |P_r| + P_{losses} \quad (2.15)$$

En ambos casos la potencia mecánica fluye desde la turbina eólica hacia el generador.

2.3.3. Circuito equivalente

A continuación se presenta el circuito equivalente monofásico del DFIG en estado estacionario [6]. Este circuito equivalente es el mismo que se utiliza para las máquinas de inducción de jaula de ardilla, pero considera una fuente de voltaje en el devanado del rotor.

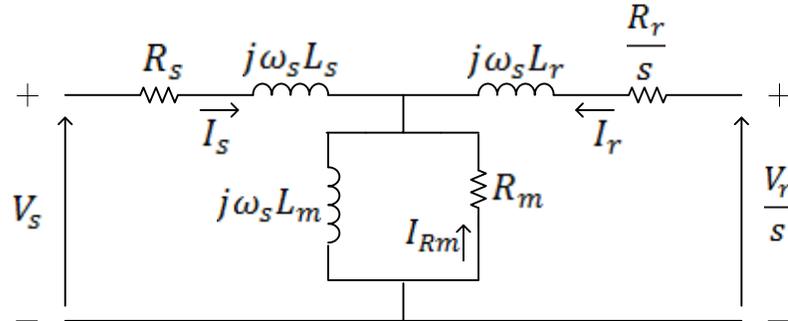


Figura 2-9 Circuito equivalente monofásico del DFIG.

Los parámetros de la Figura 2-9 representan:

- V_s voltaje fase-neutro del estator,
- V_r voltaje fase-neutro del rotor,
- I_s corriente en devanados del estator,
- I_r corriente en devanados del rotor,
- I_{Rm} corriente en resistencia magnetizante,
- ω_s frecuencia del estator,
- s deslizamiento,
- R_s resistencia de los devanados del estator,
- R_r resistencia de los devanados del rotor,
- R_m resistencia de pérdidas en el núcleo,
- L_s inductancia de flujos de fuga del estator,
- L_r inductancia de flujos de fuga del rotor,
- L_m inductancia de magnetización.

Considerando el circuito de la Figura 2-9 y utilizando la ley de voltajes de Kirchoff se desprende que:

$$V_s = R_s I_s + j\omega_s L_s I_s + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (2.16)$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} I_r + j\omega_s L_r I_r + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (2.17)$$

$$0 = R_m I_{Rm} + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (2.18)$$

Donde los parámetros usados son los mismos descritos para la figura en mención. Los flujos magnéticos de entrehierro (Ψ_m), estator (Ψ_s), y rotor (Ψ_r), están dados por:

$$\Psi_m = L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (2.19)$$

$$\Psi_s = L_s I_s + L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) = L_s I_s + \Psi_m \quad (2.20)$$

$$\Psi_r = L_r I_r + L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) = L_r I_r + \Psi_m \quad (2.21)$$

Al ser utilizadas en las ecuaciones de Kirchoff del circuito equivalente se obtiene:

$$V_s = R_s I_s + j\omega_s \Psi_s \quad (2.22)$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} I_r + j\omega_s \Psi_r \quad (2.23)$$

$$0 = R_m I_{Rm} + j\omega_s \Psi_m \quad (2.24)$$

Además, las pérdidas trifásicas del generador (P_{losses}) son:

$$P_{losses} = 3(R_s |I_s|^2 + R_r |I_r|^2 + R_m |I_{Rm}|^2) \quad (2.25)$$

Y la potencia aparente trifásica en estator (S'_s) y rotor (S'_r) alimentada desde la red están dadas por:

$$S'_s = 3V_s I_s^* = 3R_s |I_s|^2 + j3\omega_s L_s |I_s|^2 + j3\omega_s \Psi_m I_s^* \quad (2.26)$$

$$S'_r = 3V_r I_r^* = 3R_r |I_r|^2 + j3\omega_s L_r |I_r|^2 + j3\omega_s \Psi_m I_r^* \quad (2.27)$$

La potencia aparente del estator puede ser reescrita como:

$$S'_s = 3R_s |I_s|^2 + j3\omega_s \frac{|\Psi_m|^2}{L_m} + 3R_m |I_{Rm}|^2 - j3\omega_s \Psi_m I_r^* \quad (2.28)$$

Con esto, la potencia activa trifásica de estator y rotor se calcula como:

$$P'_s = 3R_s |I_s|^2 + 3R_m |I_{Rm}|^2 + 3\omega_s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.29)$$

$$P'_r = 3R_r |I_r|^2 - 3\omega_s s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.30)$$

Si se desprecian las pérdidas resistivas y del núcleo, queda

$$P'_s \approx 3\omega_s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.31)$$

$$P'_r \approx -3\omega_s s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.32)$$

Con lo que se puede obtener la potencia mecánica (P'_m) transferida al eje como sigue:

$$P'_m = P_s + P_r = 3\omega_s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] - 3\omega_s s \text{Im}[\Psi_m I_r^*] = 3\omega_r \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.33)$$

El torque electromagnético (T'_e) aplicado a la turbina se obtiene de dividir la potencia mecánica por la velocidad mecánica del rotor, obteniendo:

$$T'_e = 3\omega_r \text{Im}[\Psi_m I_r^*] = 3 \frac{p}{2} \text{Im}[\Psi_r I_r^*] \quad (2.34)$$

De la Ecuación (2.32) se desprende que, si se considera que los aerogeneradores con DFIG operan bajos rangos de velocidad entre un 30% y un -30% de la velocidad nominal, entonces la potencia que circulará por los equipos de potencia no sobrepasará el 30% de la potencia del estator del generador.

2.3.4. Control de velocidad y potencia

Los métodos de control de velocidad y potencia, tanto activa como reactiva, en generadores eólicos con DFIG, son descritos en extenso en el Capítulo 3.

Para el control de la potencia activa actúan de forma conjunta los métodos de control sobre la potencia capturada en las aspas del aerogenerador (mencionados en la sección 2.2.4) y los métodos de control sobre los equipos de electrónica de potencia conectados al rotor y la red. En el control de la potencia reactiva actúan estos últimos.

Con el convertidor del lado del rotor se establece la amplitud, desfase y frecuencia de la tensión sobre las bobinas del rotor, permitiendo controlar el torque electromagnético de la máquina y por consiguiente la potencia activa. Al establecer estas mismas variables en el convertidor del lado de la red se puede controlar la potencia reactiva inyectada a ésta, logrando un control independiente de potencia activa y reactiva, lo que permite la obtención del factor de potencia que se desee.

2.4. Importancia del control de potencia activa y reactiva

Debido a contingencias y a que las cargas conectadas a la red eléctrica presentan un comportamiento que no es constante, tanto el balance de potencia activa como reactiva del sistema puede ser perdido, causando variaciones en variables fundamentales tales como la tensión y frecuencia.

Este problema lleva a la necesidad de contar con métodos de control de potencia adecuados que permitan mantener la calidad de la energía suministrada, acorde a los requerimientos de la industria actual.

El control de frecuencia se relaciona con el balance de la potencia activa del sistema, es decir, mantener en todo momento una potencia activa generada igual a la potencia consumida por las cargas más las pérdidas del sistema. No alcanzar este balance llevaría a la pérdida de estabilidad de ángulo de éste [15]. Por otro lado, la regulación de tensión tiene directa relación con los flujos de corriente reactiva a través de las líneas, la que produce caídas en el voltaje.

El uso de equipos de electrónica de potencia en generadores, como el convertidor *back-to-back* implementado en aerogeneradores con DFIG, ha permitido obtener un control más preciso y con mayores posibilidades de operación, ya que pueden modificar la potencia

activa y reactiva generada de forma independiente obteniendo el factor de potencia que se desee. Esto soluciona problemas como los presentados por generadores de inducción de jaula de ardilla, los cuales requieren de un consumo importante y permanente de potencia reactiva, incrementando el efecto negativo de estos generadores en el sistema.

La visión sistémica que conlleva el análisis de estabilidad no es abordada en este trabajo. El lector puede profundizar conocimientos sobre este tema en libros como el presentado en [19], y en particular estudiar el comportamiento dinámico de parques eólicos de aerogeneradores con DFIG ante caídas de tensión en [7].

Debido a la presencia de fallas o perturbaciones en los sistemas eléctricos, se han establecido diversos mecanismos de acción ante la ocurrencia de éstos, los que en cada país son administrados y financiados de manera distinta. A las acciones que efectúa una central de generación eléctrica para hacer frente a desequilibrios en la red y regular las variables del sistema se les llama Servicios Complementarios (SSCC).

2.5. Comentarios

Los DFIG presentan características como un amplio rango de control de potencia activa y reactiva a distintas velocidades de operación que lo han hecho insertarse cada vez más como máquina principal en los sistemas aerogeneradores. Por otro lado, la propia generación eólica ha experimentado un alza sostenida alrededor del mundo en los últimos años, y es por esto que es posible afirmar que los parques eólicos jugarán un rol protagónico en los futuros sistemas eléctricos. Un mayor conocimiento sobre los sistemas y métodos de control puede facilitar la inclusión de estos parques como entes prestadores de SSCC. El generador DFIG, con las ventajas recién descritas, deberá ser explotado en este sentido.

3. MÉTODOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN AEROGENERADORES CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO

3.1. Introducción

En este capítulo se presentan las principales configuraciones y estrategias de control utilizados en aerogeneradores provistos de un generador doblemente alimentado. Se inicia con una descripción de los sistemas de control involucrados, posteriormente se estudian las estrategias de control de potencia activa para distintas velocidades de viento y estrategias de control de potencia reactiva, y se presentan algunas alternativas para el control primario de frecuencia y el control de tensión.

3.2. Controlador del ángulo de paso

Los principales objetivos del sistema de control del ángulo de paso en aerogeneradores de velocidad variable con DFIG son: mantener la potencia que circula por el rotor y los convertidores dentro de los límites de diseño establecidos, y minimizar las cargas mecánicas sobre la estructura de la turbina.

Para modificar el ángulo con que las aspas de la turbina enfrentan el viento, éstas son provistas de servos en sus bases, ubicados al interior del buje (Figura 2-4), los cuales pueden ser sistemas hidráulicos o eléctricos. El cambio de β modifica la característica de torque del aerogenerador de la forma expuesta en la Figura 3-1, curvas en las cuales se supone una velocidad de viento constante.

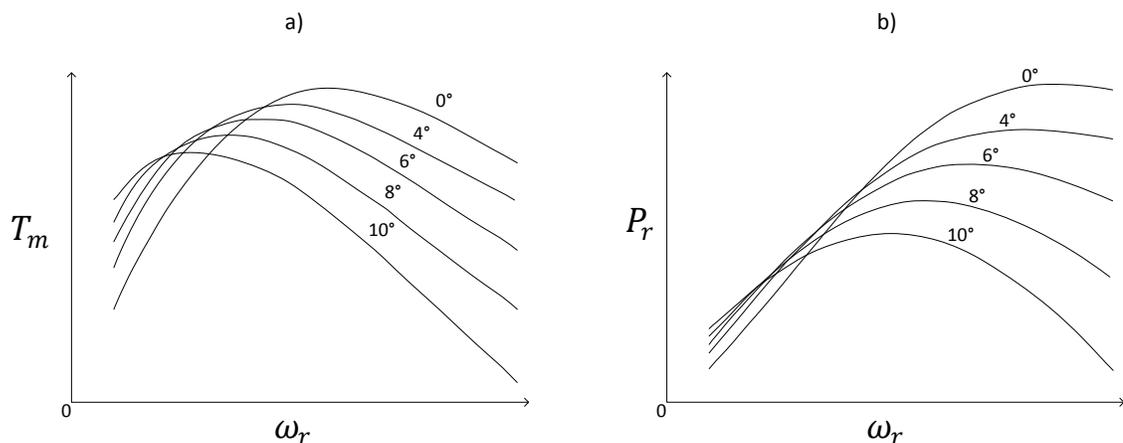


Figura 3-1 a) Característica torque - velocidad de rotación. b) Característica potencia - velocidad de rotación.

La dinámica de estos sistemas es lenta comparada con la que se obtiene de los sistemas de control de convertidores, ya que se ven incluidos sistemas mecánicos. En general la velocidad con la cual se ajusta el ángulo de paso durante un régimen de operación normal

fluctúa entre 5 %/s y 10 %/s [20]. En la mayoría de los casos este sistema tiene capacidad de operar en un rango que va desde β igual a 0° hasta ángulos cercanos a los 30° . Es decir, con ángulos positivos para efectuar *pitch control*. Sin embargo, también es posible implementar sistemas que sean capaces de operar con pequeños ángulos negativos, para brindar *stall active control* o tener más opciones de curvas características de torque.

Tradicionalmente el control del ángulo de paso es realizado de la forma mostrada en la Figura 3-2 a). Otras variantes para efectuar este control se muestran en la Figura 3-2 b) y c) [20].

En la Figura 3-3 puede verse cómo la característica del coeficiente de potencia en función de λ varía al ser parametrizada según distintos valores de β . Estos cambios son proporcionales a los producidos en la curva de potencia del aerogenerador.

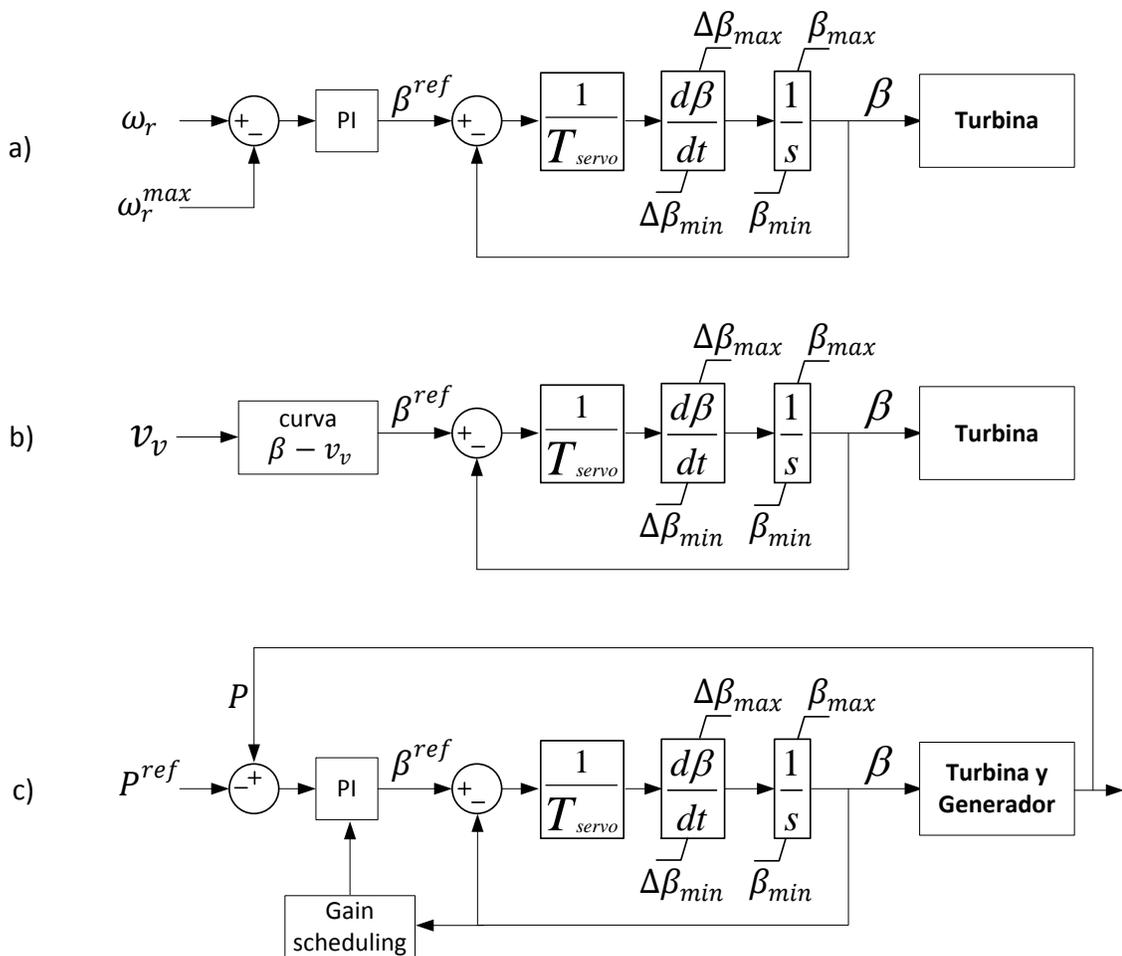


Figura 3-2 Estrategias de control del ángulo de paso de acuerdo a: a) velocidad de rotación de generador, b) velocidad de viento y, c) potencia generador.

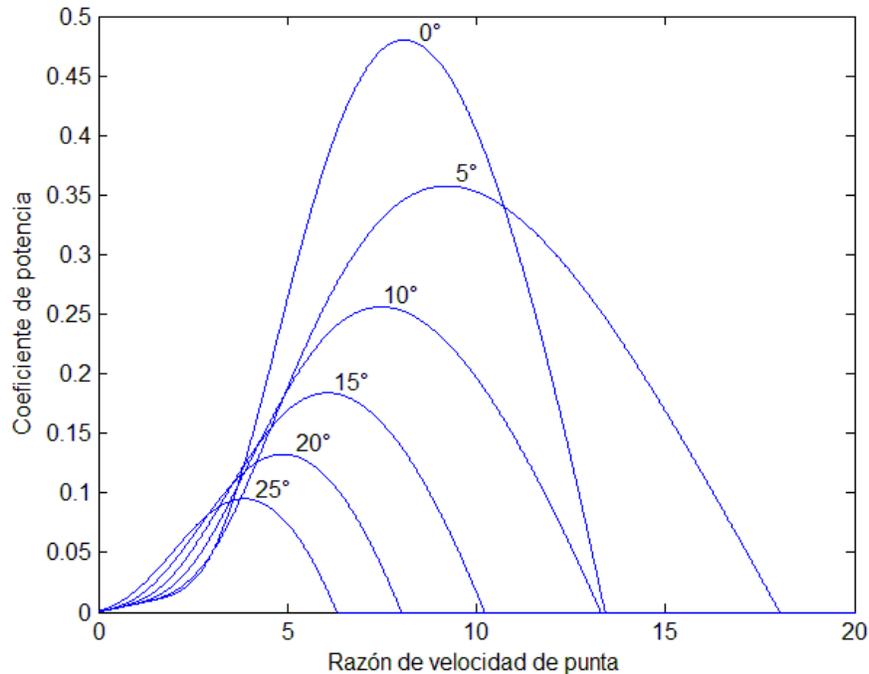


Figura 3-3 Curva C_p vs λ parametrizada con distintos valores de β .

3.3. Convertidores

Gracias al desarrollo de la electrónica de potencia, los dispositivos de conversión han experimentado cuantiosos cambios, conforme su tecnología ha permitido una mayor flexibilidad en su funcionamiento y un mejor control.

Si bien la configuración más usada en aerogeneradores con generador doblemente alimentado de altos valores de potencia nominal corresponde a un *back-to-back* con modulación por ancho de pulso (PWM), en esta sección también se describen configuraciones de menor complejidad desarrolladas con anterioridad y otras cuyo diseño es más reciente.

3.3.1. Configuraciones

3.3.1.1. Dispositivo Kramer Estático

Consiste en un puente rectificador trifásico conectado al rotor basado en diodos y un circuito inversor conectado a la red basado en tiristores de conmutación natural, los cuales se unen a través de un enlace de corriente continua o voltaje continuo (*DC-link*) [21]. Su topología básica se muestra en la Figura 3-4 [11], en la que se considera un inversor basado en un convertidor de corriente (CSC, *current source converter*) y un enlace de corriente continua constituido por una inductancia serie.

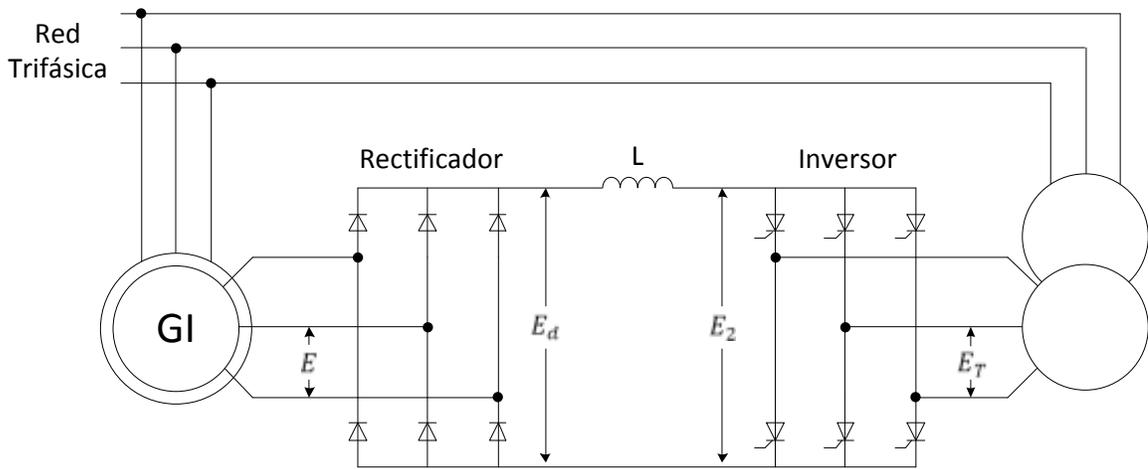


Figura 3-4 Configuración Dispositivo Kramer Estático.

Esta configuración es una de las primeras implementadas para devolver a la red la potencia generada por los devanados del rotor, pero permite un control de velocidad sólo considerando el modo de operación supersíncrono, al no ser posible contar con un flujo de potencia bidireccional entre la red y el rotor.

El control de las corrientes del rotor se logra variando el ángulo de disparo de los tiristores empleados en el inversor, consiguiendo de esta manera control sobre la velocidad y torque de la máquina.

En [22] se muestra que el desplazamiento de la máquina está dado por:

$$s = \frac{E_2}{1,35 E_{oc}} \quad (3.1)$$

En donde E_2 es el voltaje del enlace de corriente continua del lado del convertidor conectado a la red y E_{oc} es el voltaje de circuito abierto inducido entre fases del rotor (considerando negativa una tensión trifásica en sentido inverso a la de estator).

Se desprende de la Ecuación (3.1) que la velocidad del rotor puede tomar valores dentro de un rango comprendido por la velocidad síncrona ($s = 0$) y dos veces la velocidad síncrona ($s = -1$) al variar la tensión del enlace de corriente continua de cero a $1,35 |E_{oc}|$. Debe tomarse en cuenta que E_{oc} es un parámetro de diseño de la máquina y por lo tanto es un valor invariable.

Existe a su vez una relación descrita por la Ecuación (3.2), entre el voltaje E_2 , el ángulo de disparo de los tiristores γ , y la tensión fase-fase E_T del lado de corriente alterna del GSC.

$$E_2 = 1,35 E_T \cos \gamma \quad (3.2)$$

La variación del deslizamiento produce cambios de la característica torque-velocidad como los observados en la Figura 3-5. En este caso se ha considerado la curva de operación como motor, pero el cambio es análogo en la curva correspondiente a la operación como generador.

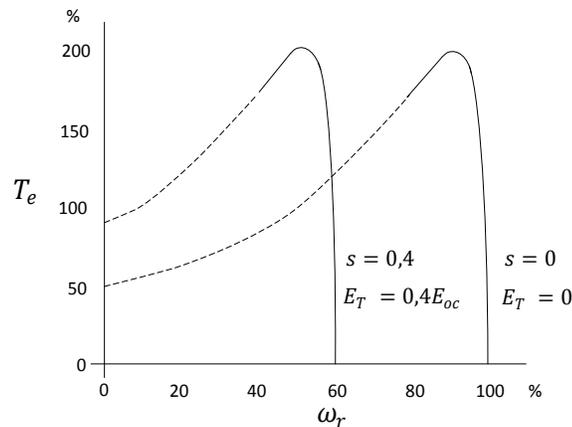


Figura 3-5 Curva torque-velocidad de motor de inducción doblemente alimentado con Dispositivo Kramer Estático para distintos valores de deslizamiento [22].

Algunas desventajas importantes que posee esta configuración [23] son: requerimientos de potencia reactiva de gran variabilidad, la máquina es susceptible a fallas en la conmutación de los inversores, el puente de diodos causa pulsaciones del torque ejercido por el generador de 6 veces la frecuencia de la tensión del rotor, entre otras. Su desempeño puede ser mejorado utilizando tiristores de conmutación forzada.

3.3.1.2. Dispositivo Scherbius Estático

Este dispositivo, a diferencia de la configuración de Kramer Estática, permite un flujo de potencia bidireccional al contar en su topología básica con tiristores en los circuitos de ambos convertidores [23]. Además posibilita no sólo controlar la magnitud de las corrientes rotóricas, sino también proporciona control de la fase de éstas. Con esto se logra que la operación del aerogenerador abarque un rango de velocidades de operación más amplio, mejorando la eficiencia del sistema, y permitiendo ajustar el factor de potencia según se requiera.

Si se utilizan convertidores de voltaje (VSC, *voltage source converter*) la tensión del enlace continuo no se invierte, a diferencia de la tensión en el enlace de corriente continua al utilizar CSC, donde la corriente continua del enlace cambia su sentido y se hace necesario contar con dispositivos semiconductores en anti paralelo para admitir un flujo de potencia en ambos sentidos [22].

Un comportamiento similar al del esquema AC/DC/AC con tiristores se puede obtener a través de la implementación de ciclo-convertidores, los cuales cuentan con una sola etapa de conversión. Al igual que en los primeros, el control se logra ajustando el ángulo de disparo de los tiristores.

Sin embargo, el actual desarrollo de los equipos semiconductores ha permitido la aplicación de dispositivos con un control más flexible. La configuración más utilizada es la mostrada en la Figura 3-6, con dos puentes de transistores de potencia (IGBT en este caso) para su funcionamiento como VSCs en disposición *back-to-back*, unidos por un enlace continuo.

En estas topologías, tanto el convertidor conectado al rotor como el convertidor conectado a la red, operan como rectificador e inversor, lo cual está sujeto a si el generador se encuentra en modo de operación subsíncrono o supersíncrono, es decir, absorbiendo o inyectando potencia activa de la red.

Un control relativamente sencillo de las corrientes del lado de corriente alterna de los convertidores se logra mediante el uso de convertidores de onda rectangular, controlando sólo la frecuencia de la componente sinusoidal fundamental de la señal. Pero su operación genera armónicos de tercer, quinto y séptimo orden.

En grandes generadores el control de corriente del lado alterno de los convertidores se suele realizar mediante una modulación por ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*) sinusoidal. Con este método se logra control de la amplitud, fase y frecuencia de la corriente gracias a la modificación del *duty cycle* de la señal portadora, la cual debe tener al menos una frecuencia superior a 10 veces la frecuencia de la señal moduladora.

El valor del *duty cycle* (D) requerido para obtener la señal deseada, se calcula con la siguiente ecuación [22]:

$$D = 0,5 \left(1 + \frac{E_{LL(t)}}{E_H} \right) \quad (3.3)$$

En la que $E_{LL(t)}$ y E_H representan las tensión fase-neutro deseada en la salida de corriente alterna del convertidor después de un filtro inductivo y la tensión del enlace de corriente continua, respectivamente. Si $E_{LL(t)}$ fuese de la forma:

$$E_{LL(t)} = E_m \sin(360ft + \theta) \quad (3.4)$$

La expresión del *duty cycle* quedaría entonces como:

$$D = 0,5 \left(1 + \frac{E_m}{E_H} \sin(360ft + \theta) \right) \quad (3.5)$$

En donde f es la frecuencia de la señal moduladora. El cociente E_m/E_H se denomina razón de modulación de amplitud y el cociente f_c/f recibe el nombre de razón de modulación de frecuencia, con f_c la frecuencia de la señal portadora. Ambos cocientes se designan comúnmente como m y m_f , respectivamente.

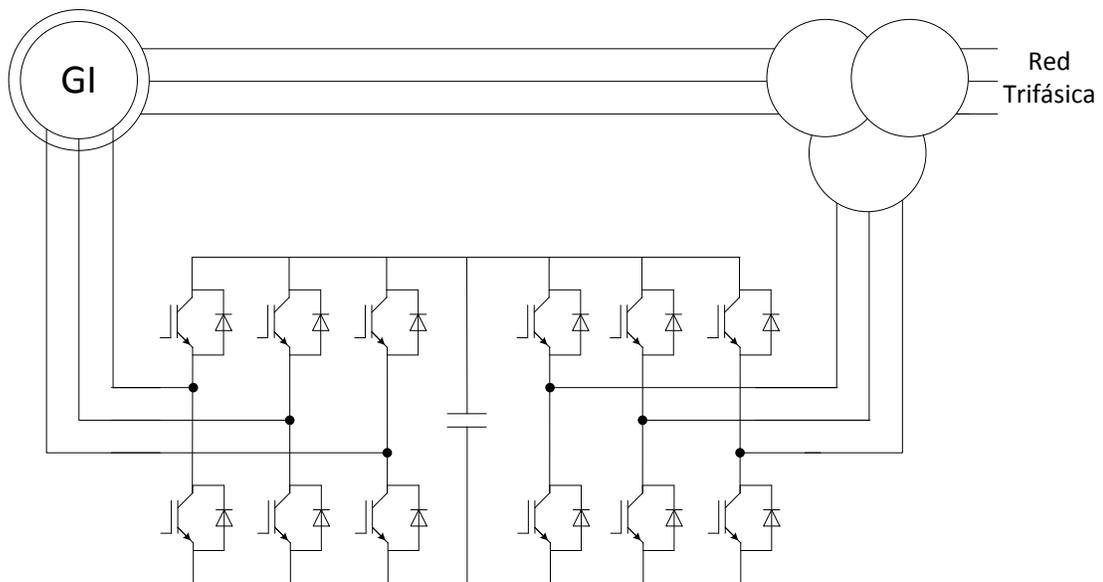


Figura 3-6 Configuración Dispositivo Scherbius Estático.

La tensión fase-fase efectiva en la salida de corriente alterna de un convertidor PWM trifásico queda determinada por [22]:

$$E_{rms} = m \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} E_H \quad (3.6)$$

La frecuencia de la señal portadora puede variar en un rango comprendido entre el orden de los 100 Hz y el orden de los 20 kHz, el que depende del tipo de interruptor de electrónica de potencia utilizado. La presencia de esta señal portadora elimina los armónicos de frecuencias cercanas a la frecuencia de la señal moduladora, presentes en convertidores de onda rectangular, inyectando armónicos sólo de alta frecuencia. Estos últimos pueden ser fácilmente reducidos con la incorporación de un filtro inductivo en la salida del convertidor.

Las distorsiones en la corriente debido a la frecuencia portadora aumentan las pérdidas óhmicas en los enrollados de la máquina; a su vez que los armónicos de voltaje incrementan las pérdidas presentes en el núcleo magnético, ocasionando un aumento en la temperatura de operación de este tipo de convertidores.

Ambos convertidores, como se dijo en el capítulo anterior, suelen ser dimensionados para operar hasta un valor cercano al 30% de la potencia nominal del estator del generador, que corresponde a la potencia de deslizamiento para la cual es diseñada la máquina; es decir, la potencia activa que circula entre el rotor y la red. De esta forma, se obtiene un amplio rango de velocidades de operación sin que sea necesario el uso de convertidores de mayor tamaño y costo, como en el caso de aerogeneradores cuyo estator no se encuentra conectado directamente a la red.

3.3.1.3. Convertidor matricial

El convertidor matricial [24] es un tipo de convertidor que a diferencia de los convertidores ya vistos posee sólo dos etapas de conversión eliminando la etapa de corriente continua, es decir, es un convertidor AC/AC.

Entre sus principales características se pueden mencionar su capacidad de operación en cuatro cuadrantes con un factor de potencia unitario, al igual que el dispositivo Scherbius estático, pero sin necesidad de contar con un enlace de corriente directa. Debido a esto, en el convertidor existen sólo ondas sinusoidales con armónicos de alta frecuencia. La eliminación de una etapa de corriente directa del convertidor permite bajar costos en su construcción debido a que no se necesitan componentes que almacenen energía de grandes dimensiones, reduciendo también su tamaño.

Uno de los problemas más importantes presentes en los convertidores matriciales, y que han impedido una participación a nivel industrial en aerogeneradores con DFIG, es el hecho de contar con un proceso de conmutación muy sensible, con probabilidades no menores de presenciar fallas de conmutación en sus elementos interruptores, requiriendo de complejos sistemas de control.

En la Figura 3-7 se observa una configuración de convertidor matricial, la cual es propuesta en [25]. En [26] y [27] se estudian y proponen esquemas y métodos de control para este tipo de convertidores. Al igual que en [28] donde se propone el control de convertidores matriciales capaces de mantener una tensión continua variable entre las dos etapas, simulando la existencia de un enlace de corriente continua.

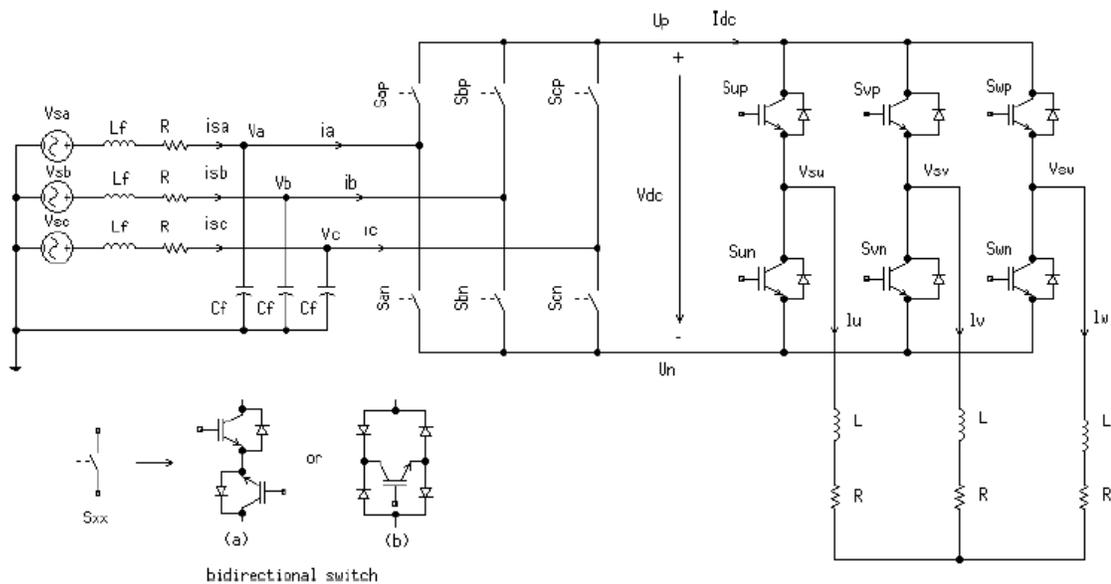


Figura 3-7 Configuración con convertidor matricial [25].

Algunas desventajas de las configuraciones *back-to-back* con respecto a las que cuentan con convertidores matriciales son:

- Poseen mayores pérdidas por conmutación, debido a la presencia de una tercera etapa.
- Poseen una estructura de mayor tamaño al necesitar de un enlace de corriente continua.
- La existencia de un capacitor o inductor de gran magnitud en el enlace de corriente continua disminuye la vida útil y confiabilidad del sistema, aumentando los costos de mantenimiento.

3.3.2. Convertidor PWM conectado al rotor

En aerogeneradores con DFIG bajo una configuración *back-to-back* con convertidores controlados mediante PWM, el objetivo del convertidor conectado al rotor (RSC) de la máquina es controlar la amplitud, fase y frecuencia de las corrientes del rotor. Gracias a esto se obtiene control de:

- Velocidad del rotor.
- Potencia activa en bornes de estator.
- Potencia reactiva en bornes de estator.

Esto se logra mediante la utilización de un marco de referencia móvil, especificado en la Sección 3.4.4, obteniendo un desacople de las corrientes en dos coordenadas.

Los bloques involucrados en la obtención de la corriente de referencia para el control de velocidad y potencia pueden variar, dependiendo de los sistemas de medida incluidos en el aerogenerador y del método de máxima extracción de potencia (Sección 3.4.4) considerado.

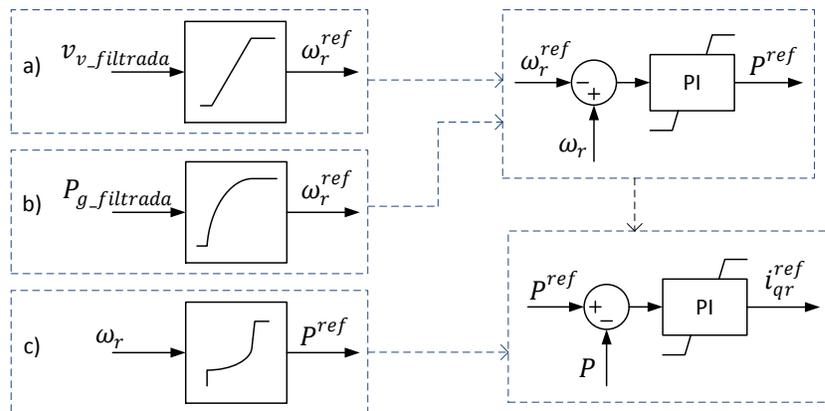


Figura 3-8 Bloques de control para obtención de corrientes de referencia del rotor.

Algunas de las formas más comunes se presentan a continuación. En la Figura 3-8 a) se considera un primer bloque que tiene como señal de entrada la velocidad del viento filtrada, para posteriormente obtener una señal de referencia para la velocidad de giro del rotor del generador, la que es usada para la obtención de la potencia de referencia, con la que finalmente se genera la corriente de referencia para la componente q del rotor (la relación de cada componente con la potencia activa y reactiva depende de la orientación del marco de referencia utilizado, ver Sección 3.3.5). Por otro lado, en la Figura 3-8 b), la señal medida es la potencia activa inyectada a la red desde el estator, para obtener a través de esta la velocidad de referencia del rotor y continuar con los mismos bloques mencionados para el esquema de la Figura 3-8 a). La Figura 3-8 c) muestra el caso en que se cuenta directamente con la velocidad de rotación del rotor del generador, generando a través de una *lookup table* la potencia activa de referencia de estator. También existen esquemas que regulan directamente la velocidad del rotor y que por ende omiten la etapa de regulación de potencia para obtener la corriente de referencia.

La corriente de referencia obtenida del proceso recién descrito es usada para determinar los índices de modulación del convertidor conectado al rotor, y de esta manera generar la corriente necesaria para la operación deseada de la máquina. La corriente puede ser obtenida a través de un controlador PI como se muestra en la Figura 3-8 o puede ser calculada con una expresión analítica que depende de las simplificaciones que se hagan del modelo.

La potencia reactiva inyectada o absorbida en bornes de estator es controlada con la componente d de la corriente trifásica del rotor. La implementación de un controlador PI como el de la Figura 3-9 es suficiente para el cumplimiento de tal objetivo.

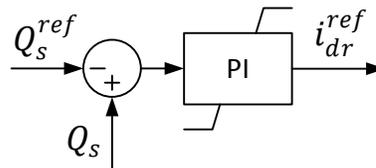


Figura 3-9 Bloque control de reactivos en RSC.

3.3.3. Convertidor PWM conectado a la red

Considerando un aerogenerador DFIG de topología *back-to-back* con convertidores controlados mediante PWM, el principal objetivo del convertidor conectado a la red (GSC) es mantener el voltaje del enlace de corriente continua independientemente del sentido y la magnitud de la potencia activa del rotor [13] [14]. Esto se logra mediante el control de la potencia activa que fluye a través del convertidor, dejando en la mayoría de los casos la referencia de potencia reactiva de este convertidor nula o fija en algún otro valor (es posible incluir control de reactivos como se menciona en la Sección 3.5).

3.3.4. Protecciones

Ante fallas en la red eléctrica a la que se encuentre conectado el aerogenerador, que produzcan caídas importantes del nivel de tensión y por consiguiente grandes transientes en las corrientes rotóricas, el rotor junto con el RSC deben ser protegidos de sobre corrientes y enlace de corriente continua debe ser protegido de sobre voltajes. La protección más usada en el pasado se denomina *crowbar*, el que en su topología más común consiste en un *DC-chopper* conectado a los devanados del rotor a través de un puente de diodos. Este dispositivo hace cortocircuitar los devanados del rotor, permitiendo la desconexión de los convertidores y otorgando una impedancia adicional que limita las corrientes durante la falla.

Sin embargo, la activación del *crowbar* hace que el DFIG opere de forma similar a un generador de inducción tradicional, por lo que su respuesta ante perturbaciones puede no cumplir con los requerimientos de FRT (*Fault Ride Through*) que exija el operador de red. Por esta razón, los fabricantes de aerogeneradores basados en DFIG han dejado de usar *crowbar* y en cambio utilizan un *DC-chopper* conectado en paralelo al enlace de corriente continua [29]. La resistencia de este *DC-chopper* consume el exceso de energía que llega al enlace de corriente continua y ayuda a disminuir el sobre voltaje.

En la literatura se pueden encontrar estrategias que utilizan este dispositivos como única protección y otras que lo utilizan en conjunto con un *crowbar*, ya que se disminuye la probabilidad de activación de este último al disminuir la sobre tensión del *DC-link* [30] [31]. La disposición de ambos dispositivos, *crowbar* y *DC-chopper*, puede ser vista en la Figura 3-10.

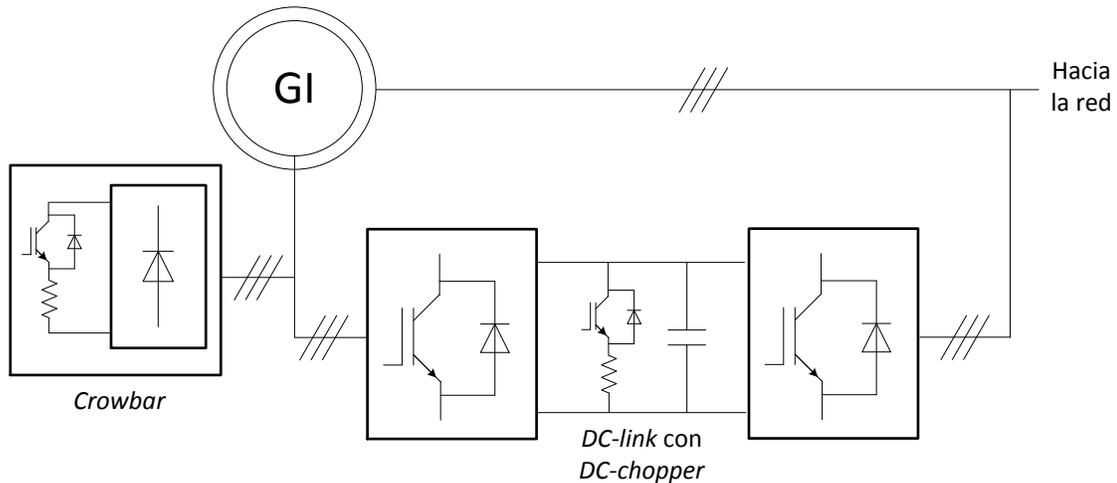


Figura 3-10 Crowbar y DC-chopper.

3.3.5. Métodos de control

Para el control de corriente de los convertidores usados en configuraciones *back-to-back* la estrategia más usada es el control vectorial de flujo orientado; es decir, se supone un marco de referencia rotatorio específico, el cual permite desacoplar el control de par de la máquina y del flujo magnetizante de ésta. A través de la transformación de Park (Anexo D) se pasa de un vector de corriente trifásico de tres dimensiones a un vector de dos dimensiones de ejes de coordenadas dq, en caso de considerar un sistema trifásico equilibrado, para ser controlado a través del controlador que se proponga.

Este marco rotatorio puede ser alineado a distintas referencias: en la Figura 3-11 a) se observa un marco de referencia orientado al flujo magnético de estator (SFOF, *stator flux oriented frame*) y en la Figura 3-11 b) un marco de referencia orientado a la tensión de estator (SVOF, *stator voltage oriented frame*). En el primero, el eje d es alineado con el vector de flujo magnético de estator, mientras que en el segundo es alineado con el vector de tensión del estator. Este también puede interpretarse como un marco de referencia orientado a un vector adelantado 90° de un flujo magnético virtual de la red. Ambos marcos de referencia son los más estudiados en la literatura.

En [32] se estudia y comprara la respuesta transiente y de estado estacionario de un DFIG usando SVOF y SFOF. De este documento se puede rescatar que la obtención del ángulo de posición de la tensión para efectuar el control basado en SVOF es más simple que la obtención del ángulo de posición del flujo para ejercer control mediante SFOF, ya que el ángulo del vector tensión del estator puede ser calculado a través de operaciones simples de las medidas de tensión hechas en el marco de referencia estático, mientras que para la estimación del ángulo del vector de flujo magnético es necesaria una etapa de integral la cual generalmente lleva a un error mayor. Sin embargo, una manera más sencilla de estimar la posición de este último puede ser realizada sumando -90° al vector de tensión medido. El desempeño obtenido en este estudio por ambos marcos de referencia no muestra diferencias significativas.

En [33] se realiza una comparación entre SFOF y un sistema de referencia orientado al flujo magnético de la red (GFOF, *grid flux oriented frame*), en la que se concluye que al utilizar GFOF la estabilidad del sistema no depende de la componente d de la corriente del rotor. Esto implica que bajo este marco de referencia se puede magnetizar la máquina con corrientes rotóricas en el rango que se estime conveniente dentro de las limitaciones de diseño, permitiendo obtener un amplio control de reactivos sin afectar de manera significativa la estabilidad de ésta; esta característica no se tiene bajo la implementación de un marco SFOF. En GFOF el flujo magnético de la red se alinea con el eje d, por lo que los voltajes de red y de estator quedan alineados con el eje q. En caso de considerar una resistencia de estator de valor muy pequeño, se puede decir que SFOF y GFOF son equivalentes, al ser casi perpendicular el vector de flujo magnético de estator con respecto al vector de tensión del estator.

Si la componente principal de la tensión de estator y la componente principal del flujo de estator se encuentran en los ejes q y d, respectivamente, entonces se tiene que el control

indirecto de potencia activa y reactiva puede ser efectuado al controlar la componente q y d de la corriente de rotor, respectivamente [12] [13] [34].

En el caso del GSC, se suele privilegiar un marco de referencia alineado con la tensión de la red en el eje d . Esto hace que, a diferencia de lo usual en el RSC, el control de potencia activa y reactiva se realice a través del control de las componentes de corriente de la salida alterna del GSC en los ejes d y q , respectivamente [12] [13] [34].

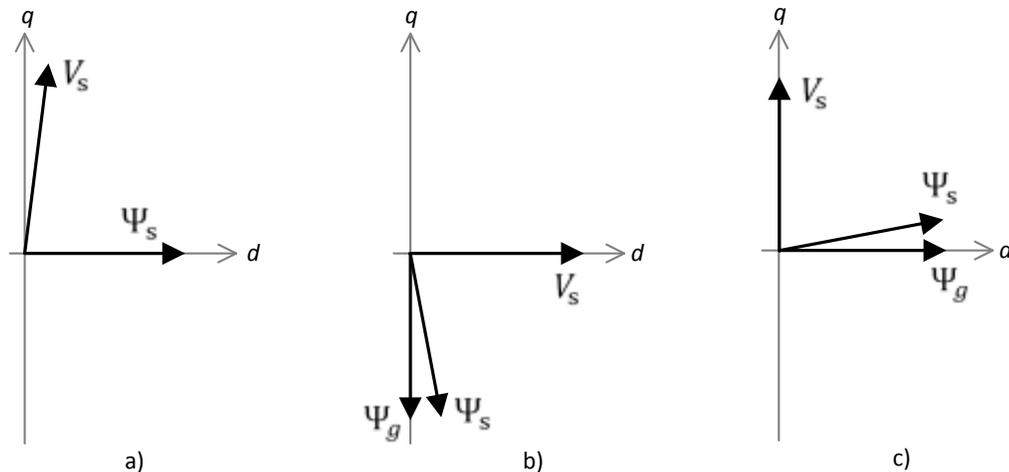


Figura 3-11 Vectores tensión y flujo de estator en distintos marcos de referencia: a) SFOF b) SVOF c) GFOF. Ψ_g representa el flujo magnético virtual de la red.

3.4. Estrategias de control de potencia activa

El control de potencia activa involucra el sistema de control de ángulo de paso de las aspas y los sistemas de control de los convertidores, principalmente del RSC. Es decir que tanto las características aerodinámicas como las características electromecánicas del aerogenerador deben ser modificadas para lograr generar en todo momento la potencia activa deseada.

Una de las características de mayor relevancia en aerogeneradores que cuentan con DFIG es la capacidad de operar con distintas velocidades de rotación en el rotor. Esto permite, frente a las tecnologías de velocidad fija, una mejor eficiencia, disminuir las cargas dinámicas y mejorar la calidad de la potencia activa generada. Sin embargo, estos aerogeneradores pueden o no ocupar un control activo del ángulo de paso, afectando la eficiencia, aspectos constructivos y costos de la máquina, que pueden cambiar su prioridad dependiendo del nivel de potencia nominal que se quiera alcanzar.

En este capítulo se ve que a velocidades de viento menores a la velocidad nominal, las estrategias de control en aerogeneradores con DFIG son muy similares, y que las principales diferencias se encuentran en el rango de velocidades de viento mayores a la velocidad nominal. Por otro lado, a pesar de que existan regiones de operación bajo las

cuales la estrategia de control implique una velocidad de rotación constante, esto no quiere decir que el sistema de control de velocidad no opere para compensar los cambios instantáneos de velocidad del viento.

3.4.1. Objetivos de los sistemas de control de potencia activa

En el control de velocidad y potencia en aerogeneradores de velocidad variable, como el DFIG, los principales objetivos del sistema de control son [4] [35]:

- Lograr obtener la máxima potencia extraíble del viento para todo el rango de velocidades de operación del aerogenerador, respetando sus límites de diseño.
- Evitar cargas mecánicas excesivas sobre los ejes de la máquina que puedan provocar, entre otras cosas, un desgaste prematuro de los materiales.
- Generar potencia con una calidad acorde a los requerimientos y exigencias del sistema al cual se encuentra conectado.

Según el primer objetivo estipulado, el funcionamiento tradicional de aerogeneradores de velocidad variable puede ser dividido en 2 grandes regiones de operación: región de velocidades de viento bajas y región de velocidades de viento altas.

La región de operación de velocidades de viento bajas abarca las velocidades de viento entre la velocidad de entrada en operación del aerogenerador, velocidad de *cut-in*, y la velocidad de viento nominal de éste. En esta región se busca, en primera instancia, utilizar una estrategia de control que consiga un seguimiento del punto de máxima potencia extraíble del viento, es decir, operar con el coeficiente de potencia óptimo en todo momento. Una vez que se ha alcanzado la velocidad máxima de rotación del generador, con el afán de mantener la razón de velocidad de punta óptima, el aerogenerador pasa a funcionar con una velocidad de rotación constante. Pero a medida que aumentan las velocidades de viento, aumenta el torque electromagnético y por consiguiente aumenta la potencia activa generada, hasta alcanzar la potencia nominal.

Considerando lo descrito en el párrafo anterior, la región de bajas velocidades de viento se divide en dos, la región de velocidad del generador óptima, que en este trabajo toma el nombre de Región I, y la región de velocidad del generador constante, a la cual aquí se le llama Región II.

La máxima velocidad de rotación admisible por el rotor de la turbina (ω_{nom} , referida al eje de alta velocidad) queda definida por la magnitud de las fuerzas capaces de soportar por la estructura de la turbina y por el nivel tolerable de ruido acústico emitido. En caso de no alcanzar ω_{nom} antes de llegar a generar la potencia nominal, la Región II no se considera.

A velocidades de viento mayores, es decir velocidades que superan la velocidad nominal de diseño del aerogenerador, la estrategia de control está principalmente orientada a limitar la potencia activa generada a valores que no superen la potencia nominal, que es la potencia

de diseño del generador eléctrico usado. En el presente documento a esta región de operación se le denomina Región III.

La curva de potencia ideal se muestra en la Figura 2-6, donde es posible apreciar las tres regiones de operación recién mencionadas. La Región I corresponde a la curva obtenida de la Ecuación (2.2) considerando siempre el valor óptimo de C_p .

Para velocidades de viento bajo la velocidad de *cut-in* y sobre la velocidad de *cut-out*, el aerogenerador es desconectado de la red, quedando fuera de funcionamiento. Para velocidades muy bajas la eficiencia alcanzada es muy baja llevando a costos de operación que pueden no ser recuperados; y permitir la operación bajo velocidades de viento muy altas llevaría a incluir en el diseño componentes muy resistentes que harían inviable cualquier proyecto, ya que de otra forma las fuerzas ejercidas sobre ellos provocarían un deterioro temprano aumentando los costos de mantenimiento.

El rango de velocidades de cada región depende de parámetros de diseño del aerogenerador, como la velocidad nominal del generador, la razón de la caja de engranajes entre el eje de alta y baja velocidad, el ángulo máximo de paso alcanzado por las aspas, entre otros; así como también de la característica de viento del lugar de emplazamiento.

Con el objetivo de disminuir las cargas mecánicas ejercidas sobre el aerogenerador, los sistemas de control deben ser capaces de brindar amortiguamiento en las frecuencias cercanas a modos de vibración que generan cargas de alta frecuencia y evitar los puntos de operación cuyos modos no pueden ser atenuados.

El viento turbulento y las ráfagas intempestivas, generalmente presentes en vientos de alta velocidad, generan cargas transientes de baja frecuencia. Esto se debe a que el sistema de control trata de seguir la curva ideal de potencia, por lo que mientras más ajustado sea el ciclo de control mayor son las cargas transientes presentes. Las cargas transientes de alta frecuencia son generadas por la rotación del rotor, por lo que son cíclicas y se propagan hacia el eje y el resto de la estructura.

El tercer objetivo de control mencionado está relacionado con la calidad de la potencia activa inyectada a la red. Ésta afecta la estabilidad de frecuencia del sistema y la tensión en el punto de conexión del aerogenerador. Las variaciones de viento afectan la potencia activa generada, ya que en algunos casos la velocidad de rotación del eje se encuentra ajustada según la velocidad media del viento, la cual suele ser calculada para intervalos del orden de 10 minutos, produciendo variaciones en la tensión de salida del generador. Estos cambios de tensión son regulados a través del control de reactivos absorbidos o inyectados por el DFIG, lo que se estudia en mayor detalle en la Sección 3.5.

Bajas importantes en la velocidad de rotación provocan la liberación de energía cinética, la que es inyectada a la red, siendo de interés diseñar estrategias de control que en puntos específicos de operación no requieran de cambios bruscos de velocidad, como se ve en las secciones siguientes.

3.4.2. Estrategias para aerogeneradores con DFIG y ángulo de paso fijo

Las estrategias de aerogeneradores con DFIG que no cuentan con un sistema de control que modifique de manera amplia el ángulo de paso de las aspas, se basan en un control por pérdida aerodinámica para la operación a velocidades de viento altas. Por otra parte, para operar en la Región I el DFIG es capaz de cambiar la curva característica de torque-velocidad (ver Figura 3-12) desplazándola horizontalmente, consiguiendo operar siempre en el punto óptimo de la curva de C_p .

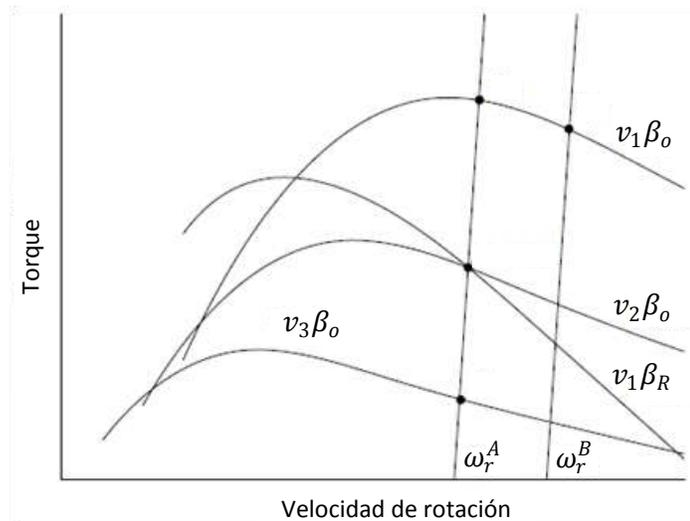


Figura 3-12 Características torque-velocidad de rotación [4]. Líneas rectas: características del generador. Líneas curvas: característica de la turbina parametrizadas por velocidad de viento y ángulo de paso.

3.4.2.1. Control con limitación de potencia por pérdida aerodinámica

Esta estrategia de control opera en bajas velocidades de viento, siguiendo la curva de máxima potencia, correspondiente al tramo AE de la Figura 3-13. A partir del punto de operación E la turbina funciona con velocidad de rotación fija, aumentando el torque electromecánico, hasta alcanzar el punto D que corresponde a la intersección de la característica de torque-velocidad de la máquina con la hipérbola que indica los puntos de operación de potencia nominal y con el *stall front* (límite superior de todas las curvas de torque aerodinámico). Una vez alcanzado este punto, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada disminuye. Esto se debe a que la arquitectura aerodinámica de las aspas es diseñada de forma tal que, para una velocidad de rotación del eje en el punto E determinada, el torque ejercido por el flujo de aire a través de las aspas no provoque que la potencia generada sobrepase el valor nominal.

La secuencia de los puntos de operación AEDG puede ser mejor entendida en la Figura 3-14, en donde también se pueden ver los cambios en la curva de eficiencia aerodinámica para las distintas velocidades de viento.

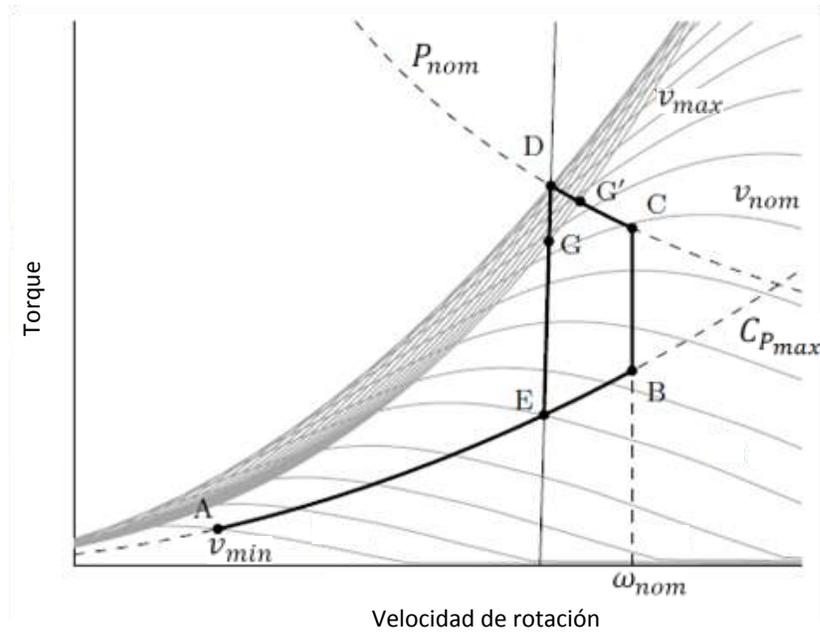


Figura 3-13 Estrategia control de potencia con ángulo de paso fijo [4].

3.4.2.2. Control con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad

A diferencia de la estrategia de control de potencia activa con limitación de potencia por pérdida aerodinámica, en la cual a partir de un punto la velocidad de la turbina permanece constante, en esta estrategia se hace uso del control de la velocidad en condiciones de velocidades de viento altas para limitar la potencia generada.

Los puntos ABCDG' de la Figura 3-13 y de la Figura 3-14 representan la curva de operación bajo este tipo de estrategia. Se puede apreciar que la curva de potencia obtenida es idéntica a la curva de potencia ideal. En el tramo AB se opera con velocidad de rotación variable, según el esquema de máxima extracción de potencia, para posteriormente en el tramo BC operar a velocidad constante igual a ω_{nom} . Cuando la velocidad del viento es tal que se ha alcanzado la potencia nominal, punto C, el control de velocidad disminuye la velocidad de rotación de manera de seguir la hipérbola de potencia nominal hasta llegar al punto D. A partir de velocidades de viento mayores, el diseño de las aspas hace que la potencia obtenida disminuya, por lo que la velocidad de rotación vuelve a aumentar (tramo DG').

A pesar de que esta estrategia permite obtener una curva de potencia ideal, sin necesidad de contar con sistemas que modifiquen el ángulo de paso de las aspas, presenta grandes problemas de control de la calidad de la potencia en torno al punto de operación C. En este punto, vientos turbulentos que provoquen un alza intempestiva de la velocidad de viento, hacen que el sistema de control disminuya la velocidad de rotación de la turbina rápidamente inyectando la energía cinética liberada en este proceso a la red.

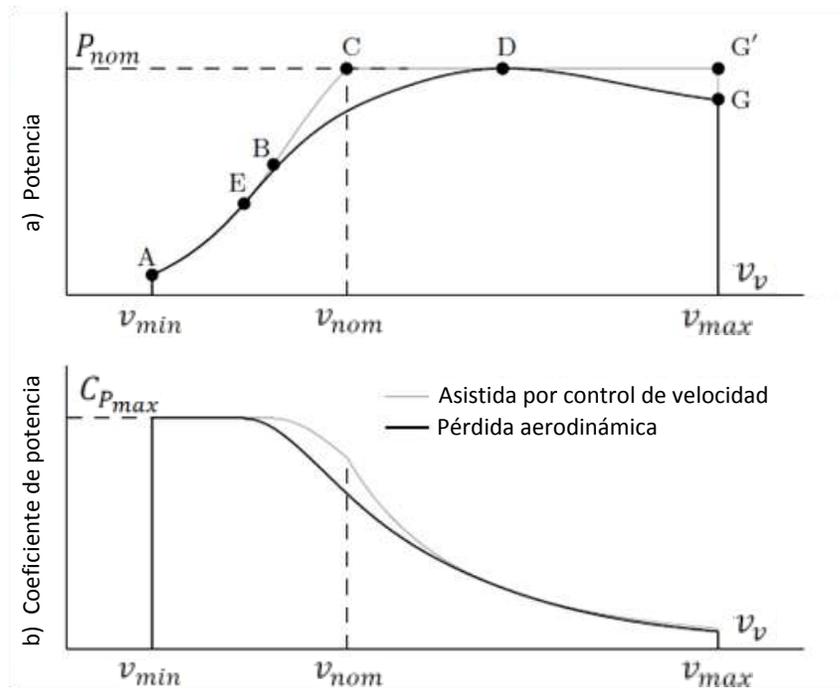


Figura 3-14 Estrategia control de potencia con ángulo de paso fijo [4]. a) Potencia capturada. b) Eficiencia aerodinámica vs velocidad de viento.

3.4.3. Estrategias para aerogeneradores con DFIG y ángulo de paso variable

En las estrategias de control de potencia convencionales el control del ángulo de paso se utiliza en la Región III señalada previamente, con el fin de modificar la curva aerodinámica de la forma expuesta en la Sección 3.2. Esto permite operar el aerogenerador con una curva de potencia de salida ideal, pero evitando gran parte de las cargas mecánicas presentes en el uso de una estrategia sin control del ángulo de paso.

En la Figura 3-15 se presenta la curva torque-velocidad típica aplicada en esta estrategia. Desde la velocidad de viento de *cut-in* hasta la velocidad con la que el rotor gira a ω_{nom} se mantiene seguimiento del punto de extracción de máxima potencia controlando la velocidad de rotación del rotor (tramo AB, correspondiente a Región I). En la Región II de operación (tramo BC), en caso de existir, se opera con velocidad constante hasta alcanzar vientos que generen la potencia nominal de diseño. A partir de aquí se entra en la Región III, en donde según [35], el ajuste del ángulo de paso es el método de mejor desempeño para cumplir el objetivo buscado en esta región.

En [4] además de detallar las estrategias básicas recién descritas, se mencionan estrategias alternativas para mejorar la regulación de potencia en torno al punto de operación de velocidad nominal; por la posible interferencia producida entre los sistemas de control eléctricos y aerodinámicos, y por cargas transientes debido a grandes excursiones del ángulo de paso.

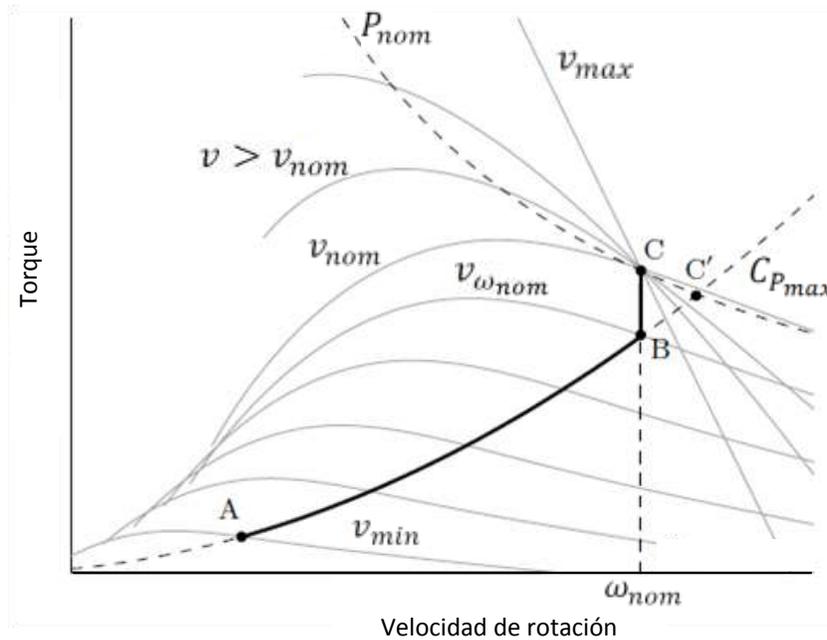


Figura 3-15 Estrategia de control de potencia con ángulo de paso variable [4].

3.4.4. Seguimiento del punto de extracción de máxima potencia (MPPT)

Como se vio en la Sección 3.4.1, uno de los objetivos de mayor relevancia en el control de potencia activa es la capacidad de generar la mayor cantidad de potencia posible para todas las velocidades de viento disponibles. El proceso de seguimiento del punto de operación de extracción de máxima potencia es conocido por las siglas MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), el cual se suele implementar en la Región I de la curva de operación del aerogenerador.

Para operar en el punto óptimo, bajo cualquier régimen de viento, se actúa directamente sobre la velocidad de rotación del rotor o indirectamente a través de la regulación de potencia activa del generador, suponiendo que el ángulo de paso para bajas velocidades de viento es por defecto el ángulo óptimo. En la Figura 3-16 se muestra la forma en que varía el coeficiente de potencia utilizado en la simulación, con respecto al ángulo de paso y a la razón de velocidad de punta.

El punto óptimo, C_{p_o} , está dado por la razón de velocidad de punta óptima, λ_o , y el ángulo óptimo, β_o . El ángulo de paso óptimo es generalmente cero, por lo que en la Región I se opera con ángulo de paso fijo, sin perjuicio de una operación eficiente.

La curva de potencia ideal está dada por los puntos máximos de cada una de las curvas de potencia vs velocidad de rotación, parametrizadas según la velocidad del viento y considerando $\beta = \beta_o$. Ésta se muestra en la Figura 3-17.

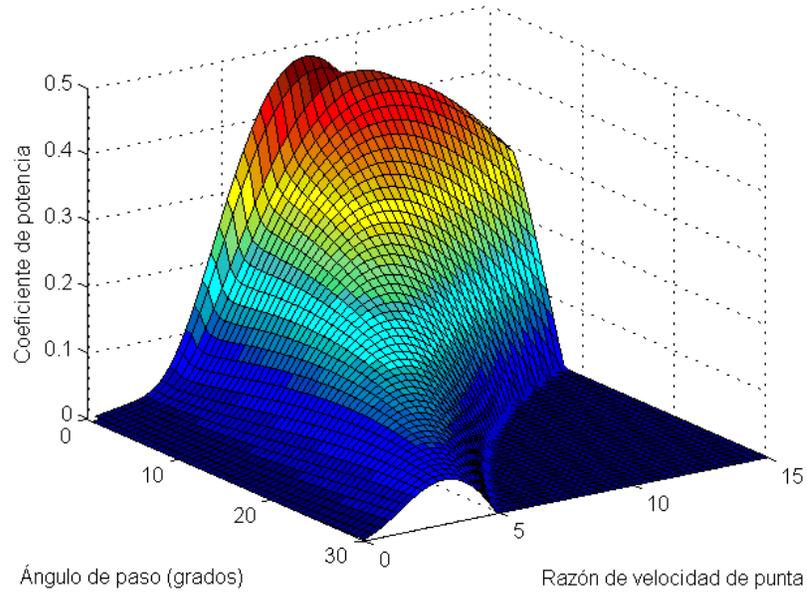


Figura 3-16 Coeficiente de potencia en función de ángulo de paso y razón de velocidad de punta.

Las maneras más comunes de llevar a cabo este seguimiento, difieren en la señal utilizada para establecer el punto óptimo de operación, como se ilustra en los primeros bloques de cada alternativa de la Figura 3-8.

Una alternativa es medir directamente la velocidad del viento y utilizar la relación indicada en la Ecuación (2.4) para determinar la velocidad de rotación óptima de la turbina (dada una razón de velocidad de punta óptima). Este método requiere de técnicas de control sofisticadas que permitan obtener buenas aproximaciones de la velocidad, teniendo en cuenta las grandes variaciones del viento presentes de un instante a otro; y además se debe considerar que las mediciones del viento hechas en la turbina no son del todo precisas, debido a la presencia de turbulencias una vez que la masa de aire ya ha traspasado el plano de las aspas. Tipos de control como este pueden presentar una potencia de salida con fluctuaciones y caídas considerables.

Para evitar requerir mediciones de viento, se utilizan variables eléctricas o mecánicas para calcular el valor de referencia correspondiente en el sistema de control implementado, o bien se usan *lookup tables* para indexar dicho valor. En [36] se afirma que la industria ha privilegiado el uso de *lookup tables* debido a que al no necesitar de la realización de cálculos, su dinámica es más rápida; sin embargo se enfatiza que este método también puede llevar a una operación subóptima, cuyo desempeño es posible mejorar mediante técnicas modernas de control, como el control adaptativo de lógica difusa y el uso de redes neuronales.

Las variables de entrada que se suelen utilizar sin el uso de mediciones de velocidad del viento son dos, velocidad de rotación del rotor y potencia activa generada.

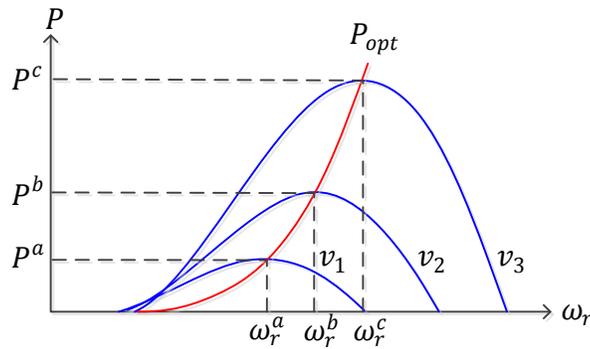


Figura 3-17 Curva de potencia óptima.

En una opción, como en [37] que considera una *lookup table*, se toma como variable de entrada la potencia activa inyectada a la red, y este valor se asocia a la velocidad de rotación del rotor que se debería tener para generar esa cantidad de potencia según la curva de la Figura 2-6. La respuesta dinámica de este sistema se ve afectada por la rapidez con que es presentada la referencia de velocidad y por la forma en que es ingresada la información de la potencia de salida en la *lookup table* para generar esta referencia. Además, la frecuencia de muestreo de la potencia tiene una gran influencia en la amortiguación de oscilaciones.

En [38] se mide la potencia activa generada, pero se calcula la variación de la velocidad de rotación suponiendo una relación proporcional entre este cambio y la variación de potencia, en donde el valor de la constante de proporcionalidad depende de la velocidad del viento. Es decir, no es crítico contar con mediciones de viento muy exactas, ya que éstas no actúan directamente en el proceso de control. Ante velocidades de viento bajas, el coeficiente proporcional toma valores mayores que privilegian una respuesta rápida, sin embargo, en etapas de velocidades de viento altas, la constante es menor para prevenir el origen de oscilaciones en la potencia.

Otras alternativas toman como datos de entrada la velocidad de rotación del rotor y entregan como referencia la potencia que se debiese estar generando a esa velocidad [39].

3.5. Estrategias de control de potencia reactiva

La potencia reactiva en un aerogenerador con DFIG puede ser brindada por el estator de la máquina y/o por el convertidor conectado a la red. Mientras que en el GSC se controla directamente el factor de potencia con el cual operar, el control de la potencia reactiva inyectada o absorbida por los devanados de estator se realiza a través del RSC.

3.5.1. Objetivos del control de potencia reactiva

El principal objetivo que se pretende lograr con el control de la potencia reactiva es obtener [39]: factor de potencia constante, voltaje en bornes constante o compensación dinámica.

- Factor de potencia constante: se utiliza en parques eólicos de pequeña escala cuyas variaciones de voltaje, debido a la naturaleza del viento, no afectan de manera considerable la tensión de la red en el punto de conexión. En general se utiliza un factor de potencia unitario para evitar pérdidas y aprovechar toda la capacidad del aerogenerador en la generación de potencia activa. Para cumplir esto, toda la corriente magnetizante es suministrada por los devanados del rotor. Esto no implica la inyección de corriente reactiva desde el rotor al resto del sistema, al encontrarse el rotor desacoplado de la red por el enlace de tensión continua situado entre los convertidores.
- Voltaje en bornes constante: en los puntos de acceso en que la red no sea lo suficientemente robusta como para asegurar un nivel de tensión adecuado, los aerogeneradores pueden ser provistos de un control de la tensión en bornes. Es decir, el control de la potencia reactiva bajo esta estrategia busca mantener la estabilidad de tensión del sistema al cual es conectado el parque eólico.
- Compensación dinámica: el aerogenerador o parque eólico es utilizado para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva de la red, los cuales corresponden principalmente a cargas cercanas al punto de conexión.

3.5.2. Modos de control de los convertidores

Para cumplir el objetivo que se proponga, se puede disponer de distintas combinaciones en lo que respecta a la consideración del control de reactivos, ya sea a través del RSC y/o a través del GSC. En esta sección se mencionan algunas estrategias [13].

En cualquier estrategia utilizada para el control de reactivos en un aerogenerador con DFIG, la capacidad de potencia reactiva que puede brindar la máquina está asociada principalmente a los límites de corriente que pueden soportar el rotor, el estator, el RSC y el GSC, según corresponda. Por lo tanto, el punto de operación del aerogenerador afecta la cantidad máxima y mínima de reactivos inyectados a la red, ya que mientras más corriente activa se utilice, el rango para las corrientes reactivas disminuye. Los límites de potencia reactiva de un aerogenerador con DFIG se muestran de forma aproximada en [13] [40].

3.5.2.1. Control de reactivos mediante RSC

En esta estrategia se trabaja con un factor de potencia unitario en el GSC, es decir, su referencia de potencia reactiva es cero (eventualmente se podría utilizar un factor de potencia distinto de uno). El control de reactivos se hace solamente a través de la excitación del rotor, la que es controlada por el RSC, con lo que varía la inyección o absorción de reactivos desde los devanados del estator de la máquina.

La capacidad de operar con factores de potencia de valor absoluto bajo es disminuida en las regiones de operación de altas velocidades de viento, en el caso de priorizar el control de potencia activa. En estas regiones, las magnitudes de las corrientes activas en estator y rotor

pueden alcanzar el límite de la corriente para la cual fueron diseñados, obligando a reducir el intercambio de potencia reactiva con la red. El dimensionamiento del convertidor se suele realizar acorde al máximo flujo de potencia activa requerido por el rotor, ya que el aerogenerador opera la mayor parte del tiempo bajo su velocidad nominal y por ende cuenta con un margen para la circulación de corriente reactiva. Aumentar la capacidad del RSC aumentaría los costos de los equipos de electrónica de potencia del sistema aerogenerador, pero podría otorgar un mejor control de reactivos en caso de que éste sea considerado importante para el funcionamiento de la red.

3.5.2.2. Control de reactivos mediante GSC

El control de reactivos mediante el GSC considera que en el estator de la máquina se opera con un factor de potencia constante, controlando la inyección o absorción de reactivos sólo a través del GSC.

En el caso de este convertidor se prioriza el control de potencia activa, con el afán de mantener el voltaje del enlace de corriente continua constante. Esto provoca que ante mayores requerimientos de potencia activa en el rotor, una vez que se ha alcanzado la máxima corriente rotórica, su capacidad de inyectar o absorber reactivos disminuya.

3.5.2.3. Control de reactivos mediante RSC y GSC

Utilizando esta estrategia se puede aprovechar al máximo la capacidad del DFIG para controlar potencia reactiva. Sin embargo, es preciso señalar que la operación de ambos convertidores con un control independiente, genera puntos de operación que no son eficientes.

Considerando esto, en primera instancia se puede clasificar el control de potencia reactiva usando ambos convertidores en: control no coordinado y control coordinado.

El control no coordinado, como lo indica su nombre, consiste en la operación independiente de cada convertidor. Esto hace que el GSC y el RSC busquen modificar el factor de potencia para obtener el valor deseado de potencia reactiva inyectada o absorbida a la red, sin tener en consideración la acción que toma el otro convertidor, posibilitando la existencia de un flujo de potencia reactiva desde el GSC hacia el estator del generador, o viceversa. Puntos de operación como el recién mencionado no son óptimos, ya que aumentan las pérdidas del sistema.

Una forma de evitar el traspaso de reactivos entre estator y GSC es incluir en el lazo de control de uno de los convertidores, un bucle que disminuya la referencia, como se muestra en la Figura 3-18, y de esta forma dar prioridad al convertidor que no cuenta con este bucle para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva.

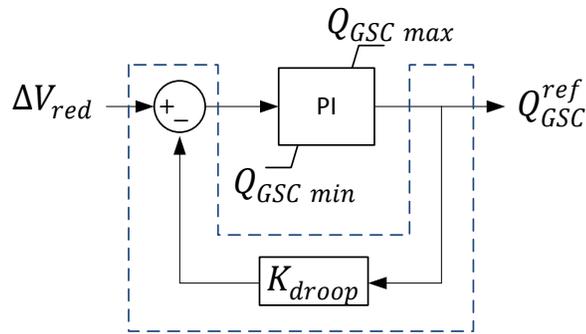


Figura 3-18 Esquema de control de tensión en GSC, considerando control no coordinado y prioridad del RSC.

El control coordinado permite que ambos convertidores trabajen de forma conjunta para la obtención del factor de potencia requerido, sin que se produzcan flujos de reactivos indeseados. En este sentido la estrategia adoptada puede ser alguna de las que se mencionan a continuación:

- Control por defecto del RSC: durante la operación normal del aerogenerador, el control de reactivos es efectuado solamente por el RSC, pero ante la presencia de perturbaciones o condiciones específicas que hagan que el RSC alcance el límite de corriente, el GSC se integra al control de reactivos para obtener un margen de operación más amplio.
- Control por defecto del GSC: durante la operación normal del aerogenerador, el control de reactivos es efectuado solamente por el GSC, pero ante la presencia de perturbaciones o condiciones específicas que hagan que el GSC alcance el límite de corriente el RSC se integra al control de reactivos para obtener un margen de operación más amplio.
- Control dividido: el control durante la operación normal, y ante contingencias o condiciones especiales, es efectuado por ambos convertidores, haciéndose cargo el estator y el GSC sólo de un porcentaje preestablecido del total de potencia reactiva requerida. Por ejemplo, si se quiere que el estator y el GSC inyecten o absorban la misma cantidad de potencia reactiva en todo momento, entonces se establece que ambos aporten el 50% del total de reactivos solicitados. En caso de contar con convertidores del lado del rotor y del lado de la red de capacidad distinta, se podría otorgar porcentajes de control de reactivos proporcionales a su capacidad.

En [14] se estudia un control coordinado de potencia reactiva en el que se impone control por defecto del GSC, en el que al alcanzar el límite de reactivos, operando bajo un esquema de prioridad de potencia activa, el RSC entra a cubrir los requerimientos de reactivos restantes. En [41] se propone una estrategia de control coordinada, en el que la prioridad del GSC cambia de potencia activa a potencia reactiva ante contingencias que produzcan caídas de tensión muy pronunciadas, ayudando de mejor manera a recuperar la tensión en la red.

3.6. Prestación de servicios complementarios

Los principales aportes que pueden prestar los aerogeneradores con DFIG como SSCC conciernen a la regulación primaria de frecuencia y la regulación de tensión. Estas estrategias son descritas a continuación.

3.6.1. Estrategias de control primario de frecuencia

En [42] se presenta una revisión de las estrategias usadas por aerogeneradores de velocidad variable para el control primario de frecuencia, en las que se incluyen: control inercial, control *droop* y control *deload*.

3.6.1.1. Control inercial

En esta estrategia se agrega un bloque de control para simular la respuesta inercial propia de generadores cuya velocidad de rotación no se encuentra desacoplada de la frecuencia de la red. El objetivo es reducir la razón de cambio de la frecuencia en los primeros momentos después de ocurrida una contingencia, mejorando la respuesta transiente del aerogenerador. Esto se logra liberando parte de la energía cinética presente en la turbina eólica.

Una vez finalizada la acción del controlador la energía entregada debe ser repuesta por la red, pudiendo ocasionar una nueva caída de la frecuencia. Para evitar esto el controlador debe ser desactivado de manera oportuna, además de considerar otros ajustes que minimicen este efecto [43].

Una forma de obtener este tipo de control es a través del lazo de control mostrado en la Figura 3-19.

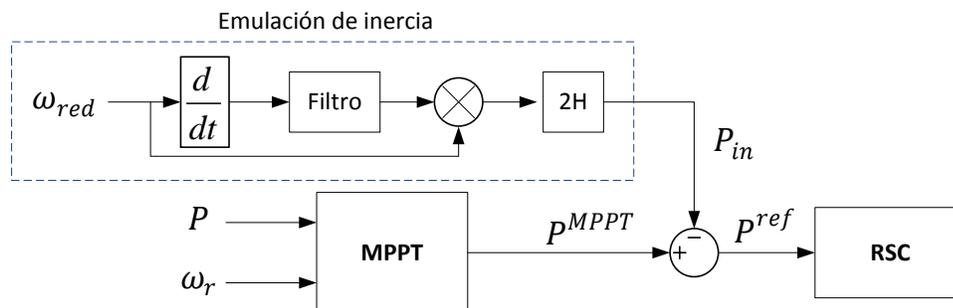


Figura 3-19 Control inercial.

3.6.1.2. Control *droop*

Este método de control proporciona al aerogenerador de un estatismo (R_{WT}), es decir, de una característica potencia-frecuencia equivalente a las que poseen los generadores

síncronos convencionales. En la Figura 3-20 se puede ver una característica potencia-frecuencia típica, y en la Figura 3-21 se muestran los bloques de control utilizados para poder obtener este tipo de respuesta.

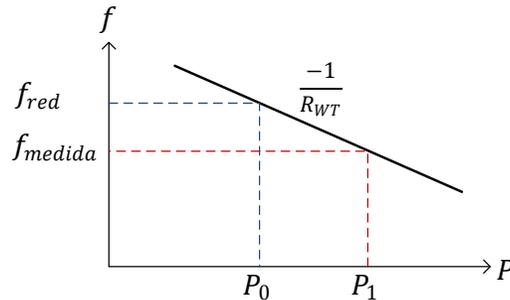


Figura 3-20 Característica potencia-frecuencia.

El control *droop* ayuda principalmente a limitar la máxima variación de la frecuencia del sistema producto de una falla o perturbación, y la potencia inyectada proviene, al igual que en el control inercial, de la energía cinética acumulada en el rotor del aerogenerador. Para que la velocidad del generador no disminuya demasiado la acción de este controlador debe durar sólo un tiempo determinado, para de esta forma no llevar a una nueva caída de frecuencia.

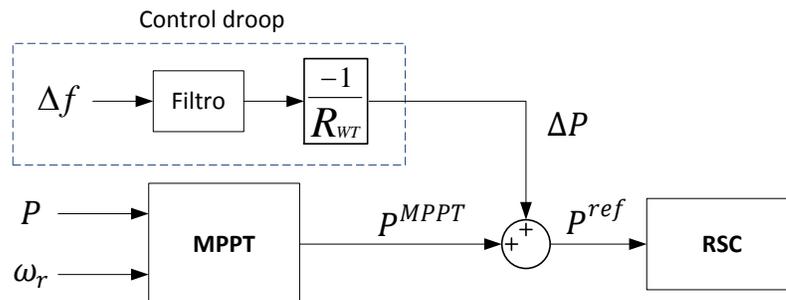


Figura 3-21 Control droop.

3.6.1.3. Control *deload*

Usualmente los aerogeneradores operan de forma tal de extraer la máxima potencia posible del viento. El control *deload* busca que el aerogenerador no opere en el punto óptimo, dejando una reserva de potencia para ser usada cuando el sistema lo requiera. Esto se logra modificando el ángulo de paso de las aspas o cambiando la referencia de velocidad de rotación del rotor, por sobre o por debajo de la velocidad óptima.

Una desventaja que presenta la implementación de esta estrategia considerando el control del ángulo de paso, es su lenta respuesta dinámica comparada con la dinámica de la red, debido a los elementos mecánicos involucrados. En [35] se plantea que para la Región I y la Región II de operación es más conveniente controlar el margen de potencia a través de la

velocidad de rotación, mientras que para velocidades de viento mayores, el control a través del ángulo de paso resulta más significativo.

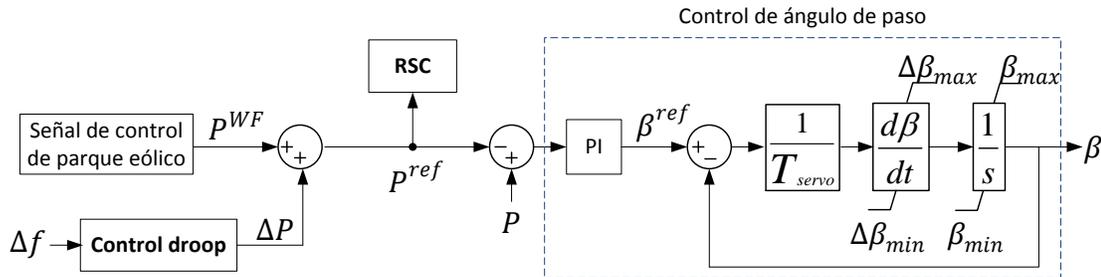


Figura 3-22 Control *deload* modificando el ángulo de paso.

Por otro lado, el control *deload* que opera con velocidades de rotación por debajo de la velocidad óptima (*underspeeding*) podría disminuir la estabilidad de pequeña señal, ya que ante caídas de frecuencia de la red, requeriría tomar energía cinética del rotor, lo que podría incrementar esta caída. Por esto, es recomendado el uso de control *deload* con velocidades de rotación por sobre la velocidad óptima (*overspeeding*). Sin embargo, la implementación de este control también tiene desventajas, ya que a velocidades de viento elevadas la referencia de velocidad podría superar la velocidad máxima de la turbina, lo cual debe ser tomado en cuenta al momento del diseño del controlador [43].

En el caso particular de aerogeneradores basados en DFIG, en caso de usar control *deload-overspeeding*, se debe tener en consideración los límites de potencia de los convertidores, ya que la máxima potencia de deslizamiento para la cual se suelen diseñar considera una máxima velocidad de rotación según un esquema de operación MPPT.

Ejemplos de estos esquemas de control que actúen sobre el ángulo de paso y sobre la velocidad de rotación, pueden ser vistos en la Figura 3-22 y en la Figura 3-23, respectivamente. Como se observa, el control *deload* se usa en conjunto con control *droop*, ya que es este último el que identifica las variaciones de frecuencia de la red.

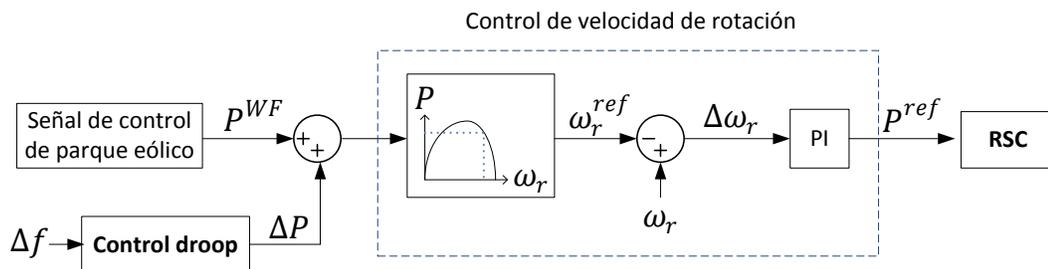


Figura 3-23 Control *deload* modificando la velocidad de rotación.

3.6.2. Estrategias de control de tensión

El control de tensión se lleva a cabo mediante el control de reactivos del sistema aerogenerador. Las estrategias para regular voltaje están asociadas al modo de control implementado en los convertidores, los cuales pueden ser: control mediante RSC, control mediante GSC o control mediante RSC y GSC, los que se explican en la Sección 3.5.2.

La posibilidad de participar como agente activo en el control de tensión depende de la capacidad de reactivos de la máquina. En [44] se resumen algunos aspectos generales de la participación de aerogeneradores con DFIG en el control tensión como servicio complementario, y se presentan los principales límites de la capacidad de reactivos de estos generadores.

3.7. Comparación con otros tipos de generadores

Ante aerogeneradores de velocidad fija los aerogeneradores de velocidad variable como el DFIG presentan varias ventajas, las que los han hecho ser fuertemente ocupados en los actuales sistemas de generación eólica. En la Tabla 3-1 se mencionan las principales ventajas que posee una tecnología frente a la otra según la bibliografía revisada en este trabajo, en particular [45] [46].

Por otro lado, existen distintas tecnologías de velocidad variable, siendo las más importantes las que cuentan con generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) y con generadores síncronos de imanes permanentes conectados a la red a través de convertidores electrónicos de potencia (*Full Converter PMSG*). Algunas ventajas de estas dos tecnologías son revisadas en la

Tabla 3-2, rescatadas de la bibliografía revisada, en especial de [45] [47] [48].

DFIG WT	FS WT
<ul style="list-style-type: none">Alta eficiencia: gracias a que opera con velocidad variable puede realizar MPPT.Control de reactivos: permite operar con el factor de potencia que se desee, dentro de ciertos márgenes.Control del ángulo de paso más simple: al controlar velocidad permite constantes de tiempo más largas, reduciendo complejidad.Menor estrés mecánico: energía se puede almacenar en inercia de la turbina.Mejor calidad de potencia: pulsaciones de torque pueden ser reducidas.Reduce ruido acústico: a menores niveles de generación la velocidad también es menor.	<ul style="list-style-type: none">Construcción más simple.Bajo costo.Menor mantenimiento.

Tabla 3-1 Ventajas comparativas entre aerogenerador con DFIG (DFIG WT) y aerogenerador de velocidad fija (FS WT).

Los aerogeneradores basados en *Full Converter PMSG* en general son capaces de dar un mejor soporte a la red ante caídas de tensión (LVRT, *Low Voltage Ride Through*), además

de ver afectados en menor medida el generador, debido al completo desacople que existe entre el generador y la red [49] [50]. Sin embargo, los elevados costos de los convertidores y la volatilidad en el precio de la materia de los imanes [51] [52], han llevado a parte de la industria a adecuar las tecnologías basadas en DFIG para hacer frente a los cada vez más exigentes *grid-codes*¹.

DFIG WT	Full Converter PMSG WT
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Convertidor de menor tamaño: <ul style="list-style-type: none"> - Menor costo. - Menores pérdidas. - Menor inyección de armónicos. ▪ Control de factor de potencia se puede implementar con un costo menor: convertidor tiene que proveer sólo energía de excitación. ▪ Costos de filtros es menor: necesarios para sólo el 30% de la potencia nominal (potencia del GSC). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayor rango de velocidades. ▪ Control de reactivos está limitado sólo por el GSC. Toda la corriente puede ser usada en generación de reactivos, incluso en ausencia de viento. ▪ Desacople completo de generador con la red: <ul style="list-style-type: none"> - Puede otorgar mejor soporte ante perturbaciones. - Evita someter el rotor y caja de engranajes a cargas excesivas ante perturbaciones. ▪ No necesita anillos rozantes y puede no contar con caja de engranajes (multipolos), por lo que mantenimiento es menor.

Tabla 3-2 Ventajas comparativas entre aerogenerador con DFIG (DFIG WT) y aerogenerador con generador síncrono de imanes permanentes conectado a la red a través de convertidores (*Full Converter PMSG WT*).

3.8. Comentarios

A modo de resumen en este capítulo, entre otras cosas, se ha visto:

- Sistemas de movimiento de las aspas permiten modificar el ángulo de paso de éstas con lo que se logra regular la velocidad y potencia activa del aerogenerador al cambiar la característica aerodinámica de la turbina.
- Convertidores electrónicos de potencia modifican principalmente variables eléctricas del rotor de la máquina. Algunas configuraciones revisadas son: dispositivo Kramer estático, el cual admite un flujo unidireccional (deslizamientos negativos) y no permite control de reactivos, el RSC actúa como rectificador y el GSC como inversor; dispositivo Scherbius estático, que permite flujo bidireccional y control de reactivos, y cuenta con tres etapas de conversión (AC/DC/AC); y convertidor matricial, el cual permite flujo bidireccional y control de reactivos, y cuenta con dos etapas de conversión (AC/AC). Todas estas configuraciones permiten la regulación de velocidad y potencia activa.
- El control vectorial de flujo orientado es el método de control más usado en DFIG. La orientación de los ejes directo y en cuadratura bajo un esquema SVOF o SFOF presentan desempeños equivalentes y son los más estudiados por la literatura. El ángulo necesario para la orientación es más fácil de estimar con SVOF.

¹ *Grid-code*: conjunto de especificaciones técnicas que permiten el desarrollo, mantenimiento y operación de un eficiente, coordinado y económico sistema para la transmisión de electricidad. [69]

- El proceso de MPPT se puede lograr de diversas formas. En algunas la variable de entrada es el viento y en otras es una variable mecánica o eléctrica, como por ejemplo la velocidad del rotor o la potencia activa inyectada a la red, y se pueden adquirir a través de su medición directa o a través de estimaciones; obteniendo como posibles variables de salida la referencia de potencia activa, la velocidad del rotor o alguna otra variable electromecánica. La obtención de estas referencias puede realizarse a través de cálculos con ecuaciones analíticas, implementación de *lookup tables*, aplicación de lógica difusa y redes neuronales, entre otros.
- En la Tabla 3-3 se muestra un cuadro resumen de las estrategias de control de potencia activa en aerogeneradores con DFIG. Y en la Tabla 3-4 se puede ver un cuadro resumen de las estrategias de control de reactivos en este tipo de aerogeneradores.

	Ángulo de paso fijo		Ángulo de paso variable
	MPPT y LP-PA	MPPT y LP-PA-ACV	MPPT y LP-CAP
Curva de potencia ideal	No	Sí	Sí
Principales desventajas	Baja eficiencia. Altas cargas mecánicas.	Calidad de potencia en torno a punto C deficiente. Altas cargas mecánicas.	Requiere servos en la turbina.
Principales ventajas	Control simple. No requiere servos en la turbina.	Alta eficiencia. No requiere servos en la turbina.	Alta eficiencia. Bajas cargas mecánicas.

MPPT: *Maximum Power Point Tracking*.

LP-PA: Limitación de Potencia por Pérdida Aerodinámica.

LP-PA-ACV: Limitación de Potencia por Pérdida Aerodinámica Asistida por Control de Velocidad.

LP-CAP: Limitación de potencia por control del ángulo de paso.

Punto C: punto de operación a velocidad de viento nominal. Corresponde al punto C de la Figura 3-13.

Tabla 3-3 Estrategias de control de potencia activa en aerogeneradores con DFIG.

	Inyección y absorción de potencia reactiva desde:		
	Estator	GSC	Estator y GSC
Control	RSC	GSC	RSC y GSC No coordinado / Coordinado (PD-RSC,PD-GSC,Dividido)
Limitaciones por	Corriente estator. Corriente rotor. Voltaje rotor.	Potencia aparente GSC.	Corriente estator. Corriente rotor. Voltaje rotor. Potencia aparente GSC.

PD-RSC: Por defecto efectuado por RSC.

PD-GSC: Por defecto efectuado por GSC.

Tabla 3-4 Estrategias de control de potencia reactiva en aerogeneradores con DFIG.

4. CASO DE ESTUDIO Y MODELOS

4.1. Introducción

En este capítulo se establecen los métodos de control a considerar en el caso de estudio, se describen los escenarios en que se simula el aerogenerador y se presentan los modelos dinámicos de sus principales componentes y del modelo de viento utilizado. La simulación es implementada en el software MATLAB/Simulink, considerando una potencia, voltaje y frecuencia nominal de los aerogeneradores de 1,5 MW, 690 V (RMS fase-fase) y 50 Hz, respectivamente.

4.2. Selección de métodos de control de potencia

En el generador doblemente alimentado se usa una configuración Scherbius con convertidores regulados por corriente. El control de corriente se lleva a cabo mediante control vectorial, utilizando en el RSC un marco de referencia alineado con el flujo de estator y en el GSC un marco de referencia alineado con la tensión de la red. Esta configuración es la que se usa con mayor frecuencia según la bibliografía revisada.

Para el control de potencia activa se simulan dos alternativas, una de ellas considera una turbina equipada con ángulo de paso variable, mientras que la otra considera ángulo de paso fijo. Con esto se busca identificar y comparar algunos de los factores que han hecho que el desarrollo de aerogeneradores basados en DFIG con ángulo de paso fijo no sea atractivo para la industria.

Ambas alternativas consideran el mismo modelo electromecánico de generador, pero se diferencian en las estrategias de control implementadas y en la capacidad de controlar el ángulo de paso de las aspas. Es por esto que de aquí en adelante los modelos correspondientes a cada alternativa son tratados como generadores eólicos distintos.

Se utilizan las estrategias de control de potencia activa explicadas en la Sección 3.4.3 y en la Sección 3.4.2.2, según se posea o no control sobre el ángulo de paso. En la primera el seguimiento del punto de extracción de máxima potencia se realiza obteniendo la referencia de potencia a través de la medida de la velocidad de rotación del generador, de la forma especificada en el diagrama de la Figura 3-8 c), por lo que se tiene regulación directa de potencia activa. Mientras que en la segunda estrategia es necesario que la variable controlada sea la velocidad de rotación, por lo que la potencia activa es regulada indirectamente a través de un regulador de velocidad. Detalles de los controladores implementados son abordados más adelante en este capítulo. El control de orientación de la turbina es omitido.

Los esquemas MPPT elegidos permiten comparar el uso de controladores que actúan directamente sobre la potencia activa inyectada frente a aquellos que actúan sobre la velocidad del rotor. En la práctica los primeros permiten, en algunos esquemas, la obtención de la señal referencia a través de mediciones relativamente sencillas, como la

velocidad de rotación del rotor. Mientras que los segundos controladores, por lo general, requieren de mediciones o estimaciones complejas.

En ambos aerogeneradores se considera inexistente la Región II de operación de la curva de potencia ideal. Según esto, la velocidad de rotación alcanzada a velocidad de viento nominal en estado estacionario, por los dos sistemas, es la misma.

En ambos aerogeneradores se comparan los límites de capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva desde el estator del generador y desde el convertidor conectado a la red. Con esto se busca ejemplificar el aporte a la capacidad de reactivos que podría brindar el uso del GSC en el control de potencia reactiva. El control de reactivos implementado se realiza con el RSC y opera con valor fijo igual a cero, es decir, con factor de potencia unitario.

No se toman en cuenta métodos específicos de control para la prestación de servicios complementarios.

4.3. Escenarios de operación considerados

Se pretende obtener, en primer lugar, características de operación bajo régimen permanente de las principales variables de ambas estrategias de control consideradas en la sección anterior, en un rango de velocidades de viento entre 5 m/s y 20 m/s, inclusive. Las características se construyen a partir de puntos discretos, evaluados a distintas velocidades de viento, obtenidos a través de la simulación en estado estacionario de los modelos implementados.

También se calculan los límites de potencia reactiva en todo el rango de operación de los modelos de aerogeneradores considerados, utilizando los datos de las características de estado estacionario obtenidas previamente. Para esto se tiene en consideración la capacidad de inyectar o absorber reactivos tanto del estator como del GSC.

Por otro lado, usando el modelo de viento descrito en la Sección 4.4.5, se simula el funcionamiento de ambos aerogeneradores en condiciones de viento variable durante un intervalo de 200 s. Se consideran dos escenarios a tomar en cuenta. Uno de ellos posee viento con velocidad media de 8 m/s, encontrándose los aerogeneradores operando según el criterio de máxima extracción de potencia (Región I de la curva de potencia ideal). El segundo escenario toma en cuenta una velocidad media de viento de 15,5 m/s, por lo que los aerogeneradores se encuentran operando en la zona de limitación de potencia y velocidad (Región III de la curva de potencia ideal).

Los dos aerogeneradores se encuentran en todas las simulaciones conectados, en circuitos independientes, a una red infinita a través de un transformador de 690 V/33 kV y una línea de transmisión de 30 km.

4.4. Modelos dinámicos

En la Figura 4-1 y la Figura 4-2 se muestran los esquemas generales de los modelos de ambos aerogeneradores.

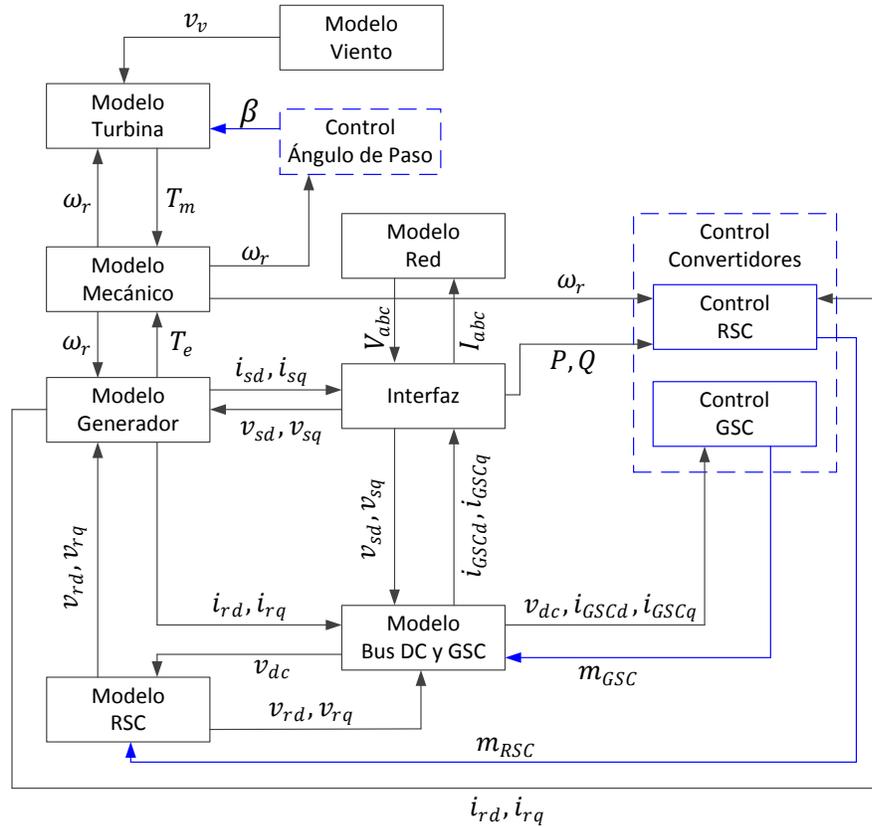


Figura 4-1 Esquema general modelo implementado de aerogenerador con DFIG con limitación de potencia por control del ángulo de paso.

3.6.3. Supuestos

Con el fin de simplificar los modelos y disminuir los requerimientos computacionales de la simulación, se hacen los siguientes supuestos:

- La relación entre la potencia mecánica y la velocidad del viento a la altura del eje de rotación del rotor es algebraica. Esto responde a un enfoque cuasi estático para describir la turbina.
- Todas las masas rotantes son representadas por un elemento.
- Se desprecia la saturación magnética.
- La distribución de los flujos magnéticos es sinusoidal.
- Pérdidas que no correspondan a pérdidas en los enrollados y pérdidas por fricción del rotor son despreciadas.
- Voltajes y corrientes de estator son sinusoidales y de frecuencia fundamental.

- Voltajes y corrientes de rotor son sinusoidales y de frecuencia de deslizamiento.
- Voltajes y corrientes del generador se consideran sólo con componentes de secuencia positiva.
- Ambos convertidores son modelados como fuentes de corriente.
- No se considera el uso de protecciones.

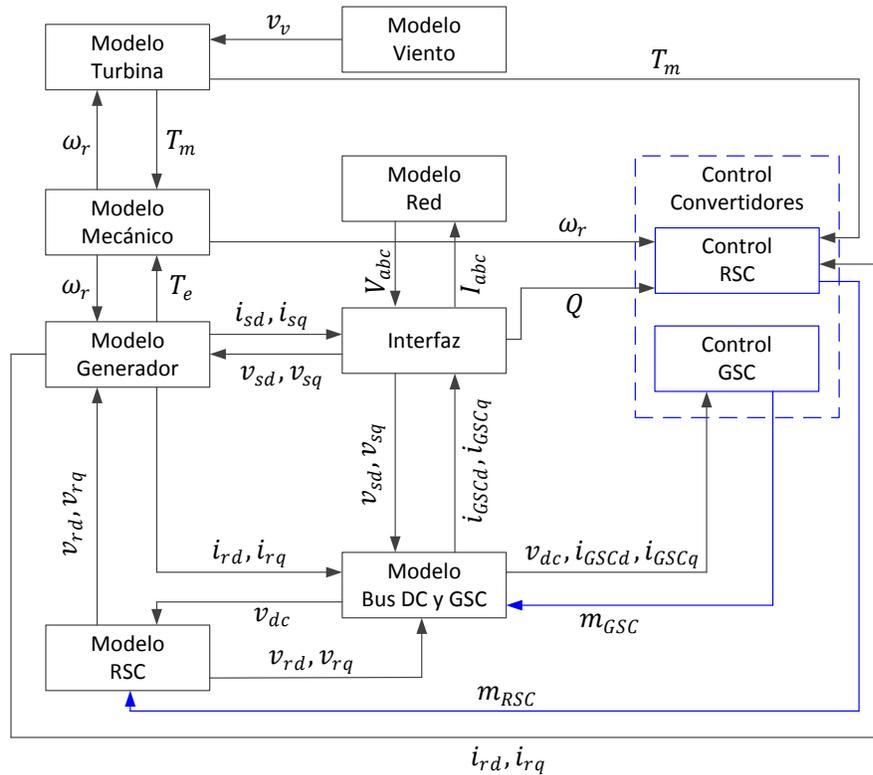


Figura 4-2 Esquema general modelo implementado de aerogenerador con DFIG con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad.

4.4.1. Modelo turbina

La aerodinámica del rotor del aerogenerador, la turbina eólica, queda representada por las ecuaciones (2.2), (2.3), (2.4) y (4.3). Para la implementación de este modelo en la simulación se utiliza el bloque incorporado en MATLAB/SimPowerSystems llamado *Wind Turbine*, el cual recibe como variables de entrada la velocidad del generador en por unidad, el ángulo de paso en grados y la velocidad del viento en metros por segundo; y obtiene como variable de salida el torque mecánico en por unidad impuesto por la turbina sobre el eje del rotor.

El coeficiente de potencia puede ser estimado a través de distintas expresiones numéricas propuestas en la literatura [53]. En este modelo C_p se calcula en cada instante según la siguiente ecuación genérica [54]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \quad (4.1)$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.2)$$

Donde los coeficientes c_1 a c_6 son: $c_1 = 0,5176$; $c_2 = 116$; $c_3 = 0,4$; $c_4 = 5$; $c_5 = 21$ y $c_6 = 0,0068$.

El coeficiente de potencia usado, en función de la razón de velocidad de punta, del ángulo de paso y de los coeficientes recién mencionados, corresponde a la característica ilustrada en la Figura 3-16 . En ella el valor máximo de C_p es de 0,48, el cual se alcanza con un valor de λ igual a 8,1. El bloque *Wind Turbine* además permite definir la velocidad de viento nominal y la potencia generada a esta velocidad, las que en este trabajo son 10,3 m/s y 1 pu, respectivamente.

En el modelo de aerogenerador sin control del ángulo de paso se utiliza la misma turbina pero suponiendo un ángulo de paso de las aspas nulo en todo momento. Se debe tener presente que la curva del coeficiente de potencia en una turbina regulada sólo por pérdida aerodinámica difiere de la curva de una turbina equipada con control del ángulo de paso. Sin embargo, en este trabajo se usa la misma turbina para observar principalmente las diferencias en las solicitaciones de torque sobre el eje de la máquina, al utilizar o no utilizar el control sobre las aspas. Además de esta manera se mantienen inalteradas las velocidades máximas, mínimas y nominales del rotor en ambos modelos.

4.4.2. Modelo mecánico

Tomando en consideración que el sistema a simular sólo es afectado por las fluctuaciones de viento y no por perturbaciones importantes en la red, es adecuado usar un modelo de masa unitaria para representar el eje del aerogenerador [55] [53]. Esta componente mecánica del sistema se combina con el modelo eléctrico en la Ecuación (4.16). En ella, la inercia involucrada corresponde a la adición de las inercias de la turbina eólica y del rotor de la máquina.

La potencia mecánica, el torque mecánico y la velocidad mecánica de la turbina quedan relacionadas por [19] [53]:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (4.3)$$

4.4.3. Modelo generador de inducción y RSC

El modelo dinámico considerado para la máquina de inducción de rotor bobinado es un modelo de quinto orden en un marco de referencia rotatorio de coordenadas dq. Las ecuaciones de este modelo pueden ser revisadas en [19] [38] [56] [55] [57] [58] [59].

Las tensiones de estator y rotor pueden escribirse como:

$$v_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega_s \Psi_{qs} \quad (4.4)$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} - \omega_s \Psi_{ds} \quad (4.5)$$

$$v_{dr} = r_r i_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \Psi_{qr} \quad (4.6)$$

$$v_{qr} = r_r i_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \Psi_{dr} \quad (4.7)$$

Donde v_{ds} y v_{qs} son las tensiones fase-fase del estator en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; i_{ds} y i_{qs} son las corrientes del estator en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; v_{dr} y v_{qr} son las tensiones fase-fase del rotor en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; i_{dr} y i_{qr} son las corrientes del rotor en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; Ψ_{ds} y Ψ_{qs} son los flujos magnéticos del estator en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; Ψ_{dr} y Ψ_{qr} son los flujos magnéticos del rotor en el eje directo y en cuadratura, respectivamente; y finalmente, r_s y r_r son las resistencias de estator y de rotor, respectivamente.

Los flujos magnéticos también se pueden obtener de:

$$\Psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (4.8)$$

$$\Psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (4.9)$$

$$\Psi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (4.10)$$

$$\Psi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (4.11)$$

con

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (4.12)$$

$$L_r = L_{lr} + L_m \quad (4.13)$$

Donde L_s , L_r y L_m son las inductancias de estator, rotor y mutua, respectivamente, y L_{ls} y L_{lr} son las auto-inductancias de estator y rotor, respectivamente. Además, las corrientes de estator y de rotor pueden relacionarse según las siguientes ecuaciones [57]:

$$i_{qr} = -\frac{L_s}{L_m} i_{qs} \quad (4.14)$$

$$i_{dr} = -\frac{L_s}{L_m} i_{ds} + \frac{1}{L_m} \Psi_{ds} \quad (4.15)$$

La dinámica del sistema queda completada con la ecuación que relaciona el torque mecánico con el torque eléctrico del generador:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + c_f \omega_m = T_m - T_e \quad (4.16)$$

Donde J es el momento de inercia polar del rotor, ω_m es la velocidad angular del rotor en radianes geométricos y c_f es el coeficiente de fricción del rotor. El torque eléctrico se obtiene de:

$$T_e = \frac{3}{2} (\Psi_{qs} i_{ds} - \Psi_{ds} i_{qs}) \frac{p}{2} \quad (4.17)$$

Hasta aquí todas las ecuaciones que describen el comportamiento de la máquina de inducción de rotor bobinado han supuesto la máquina como motor. Para las expresiones de potencia, tanto para el estator como para el rotor, se supone una convención de generador, es decir, todas las potencias cuyos valores sean mayores a cero indican un flujo de potencia positivo desde la máquina hacia la red.

La potencia activa y reactiva del estator y del rotor, teniendo en cuenta el uso de la matriz de transformación de Park señalada en el Anexo D, pueden escribirse respectivamente como [56]:

$$P_s = -(v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (4.18)$$

$$Q_s = -(v_{ds} i_{qs} - v_{qs} i_{ds}) \quad (4.19)$$

$$P_r = -(v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (4.20)$$

$$Q_r = -(v_{dr} i_{qr} - v_{qr} i_{dr}) \quad (4.21)$$

Las tensiones, corrientes y potencia activa del convertidor conectado al rotor se suponen iguales a las del rotor, por lo que no se hace necesario contar con expresiones específicas que modelen el comportamiento del RSC en su lado de corriente alterna. La relación entre estos voltajes, el voltaje del enlace continuo y el índice de modulación del RSC corresponde a la descrita en la Ecuación (3.6).

Debido a los alcances del presente trabajo, no se hace necesaria la implementación de un modelo más detallado de los equipos de electrónica de potencia involucrados.

Las únicas perturbaciones al sistema presentes en las simulaciones son las variaciones de viento, por lo que la implementación de un sistema de protección del RSC (*crowbar*) se hace innecesario.

4.4.4. Modelo GSC y enlace de corriente continua

El comportamiento dinámico de la conexión entre el GSC y la red se obtiene a través de un modelo de rama R-L (Figura 4-3), utilizando un marco de referencia alineado con la tensión de la red (SVOF), según las siguientes ecuaciones [60] [28]:

$$v_{ds} = v_{dGSC} - R i_{dGSC} - L \frac{d i_{dGSC}}{dt} + \omega_s L i_{qGSC} \quad (4.22)$$

$$v_{qs} = v_{qGSC} - Ri_{qGSC} - L \frac{di_{qGSC}}{dt} - \omega_s Li_{dGSC} \quad (4.23)$$

Donde R y L son la resistencia y la inductancia de la rama R-L, respectivamente; v_{dGSC} y v_{qGSC} representan la tensión en el lado alterno del GSC en coordenadas dq; i_{dGSC} y i_{qGSC} representan las corrientes en coordenadas dq entre el GSC y el punto de conexión entre éste, el estator y la red; y v_{ds} y v_{qs} representan la tensión en la red la cual se supone igual a la tensión del estator.

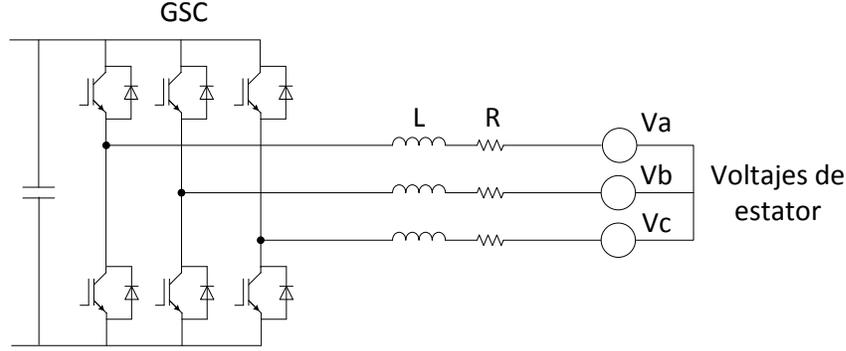


Figura 4-3 Modelo rama R-L.

Por otro lado, el enlace de corriente continua queda caracterizado por la energía almacenada en su condensador, según:

$$E_C = \int P_C dt = \frac{1}{2} CV_{DC}^2 \quad (4.24)$$

Donde E_C es la energía del condensador, C es la capacitancia del condensador del enlace continuo, V_{DC} es la tensión continua del condensador y P_C es la potencia neta que fluye por los convertidores, siendo:

$$P_C = P_r - P_{GSC} \quad (4.25)$$

Con P_r la potencia activa del rotor entrante en el RSC y P_{GSC} la potencia activa del GSC saliente hacia la red.

De la transformación de Park descrita en el Anexo D se tiene que la potencia activa y reactiva del GSC son respectivamente:

$$P_{GSC} = -(v_{dGSC}i_{dGSC} + v_{qGSC}i_{qGSC}) \quad (4.26)$$

$$Q_{GSC} = -(v_{qGSC}i_{dGSC} - v_{dGSC}i_{qGSC}) \quad (4.27)$$

Para el cálculo de potencias se ha considerado una convención como generador, la misma utilizada para escribir las potencias de estator y rotor.

La relación de los voltajes de la red, el voltaje del enlace continuo y el índice de modulación del GSC, corresponde a la descrita en la Ecuación (3.6).

4.4.5. Modelo viento

Para modelar de manera dinámica la velocidad del viento, se usa un modelo auto-regresivo de media móvil (ARMA, en sus siglas en inglés) implementado en [61]. Según este modelo, la velocidad del viento se constituye de dos partes: la velocidad media a la altura del buje de la turbina (v_{vmedia}) y la parte que representa la turbulencia instantánea del viento ($v_{vt}(t)$).

$$v_v(t) = v_{vmedia} + v_{vt}(t) \quad (4.28)$$

Esta segunda componente se representa por un modelo lineal conformado por un filtro de primer orden perturbado por ruido Gaussiano.

$$\frac{dv_{vt}(t)}{dt} = -\frac{1}{T_v} v_{vt}(t) + \alpha_t \quad (4.29)$$

Aquí T_v es la constante de tiempo del filtro y α_t es el ruido blanco de media nula. El valor de T_v depende de las dimensiones de la turbina, la intensidad de la turbulencia y la velocidad media del viento. Para efectos de este trabajo T_v es fijado en 4 segundos, al igual que el utilizado en [62].

El ruido blanco es alterado siendo transformado en ruido de color. La parte turbulenta del viento queda entonces como:

$$v_{vt}(t) = \sigma_t \vartheta_t \quad (4.30)$$

Donde σ_t es la desviación estándar y ϑ_t es el modelo de series de tiempo ARMA, el cual, considerando los coeficientes usados en [61], queda:

$$\vartheta_t = 1,7901\vartheta_{t-1} - 0,9087\vartheta_{t-2} + 0,0948\vartheta_{t-3} + \alpha_t - \alpha_{t-1} + 1,0929\alpha_{t-2} - 0,2892\alpha_t \quad (4.31)$$

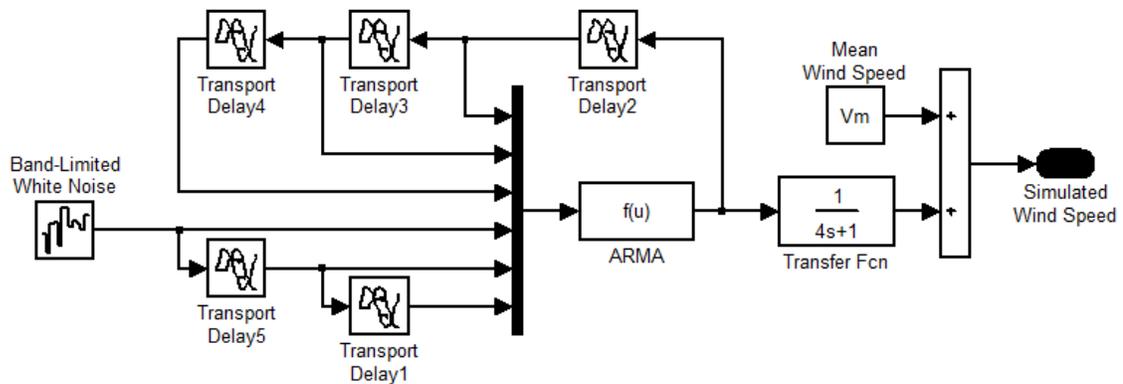


Figura 4-4 Modelo de viento implementado en Matlab/Simulink.

4.5. Sistemas de Control

4.5.1. Control RSC

Los esquemas generales de control del convertidor conectado al rotor son los que se observan en las Figura 4-1 y la Figura 4-2, correspondientes al aerogenerador con control del ángulo de paso y al aerogenerador con ángulo de paso fijo, respectivamente. Estos se constituyen por los sub-bloques implementados en MATLAB/Simulink mostrados en el Anexo A, en la Figura A- 2 y la Figura A- 3.

La primera etapa consiste en traspasar las corrientes del rotor a un eje de coordenadas dq alineado con el flujo de estator (SFOF); de esta forma, como ya se ha mencionado antes, se desacopla el control de potencia activa y reactiva. Según este marco de referencia, el flujo de estator en el eje en cuadratura es nulo [32] [39] [56] [40], es decir:

$$\Psi_{ds} = \Psi_s \quad (4.32)$$

$$\Psi_{qs} = 0 \quad (4.33)$$

Por lo que, despreciando la resistencia del rotor, la tensión de estator en el eje directo queda:

$$v_{ds} = 0 \quad (4.34)$$

$$v_{qs} = U_s \quad (4.35)$$

Donde U_s es la tensión fase-fase de estator. Con esto las potencias del estator se pueden escribir como [40]:

$$P_s = -v_{qs}i_{qs} \quad (4.36)$$

$$Q_s = -v_{qs}i_{ds} \quad (4.37)$$

Y si además consideramos la relación de las corrientes de rotor y de estator de las ecuaciones (4.14) y (4.15), entonces se tiene:

$$P_s = \frac{L_m}{L_s} v_{qs} i_{qr} \quad (4.38)$$

$$Q_s = (L_m i_{dr} - \Psi_{ds}) \frac{v_{qs}}{L_s} \quad (4.39)$$

La segunda etapa del bloque de control del RSC es la regulación de potencia, tanto activa como reactiva, a través de controladores PI. La regulación de potencia reactiva en este modelo puede llevarse a cabo bajo dos esquemas: regulación directa de los reactivos inyectados o absorbidos a la red, o regulación de voltaje. Estos bloques requieren que se ingrese el valor de referencia de potencia reactiva y el valor de referencia de voltaje para compararlos con los valores de potencia reactiva y voltaje en bornes instantáneos, respectivamente. De ambos controladores lo que se obtiene es la referencia para la corriente del rotor en el eje directo. Durante las simulaciones se usa la opción de regulación directa de reactivos con una referencia nula.

En el caso de la regulación de potencia activa, el sistema de control implementado en cada aerogenerador difiere en el esquema MPPT considerado y en la estrategia de limitación de potencia (con o sin control sobre el ángulo de paso de las aspas). Los diagramas de control correspondientes se muestran en la Figura 4-5 y se explican con mayor detalle en las Secciones 4.5.1.1 y 4.5.1.2. En ambos casos, para velocidades de viento por debajo de la velocidad de viento nominal, la estrategia es operar ejerciendo un seguimiento del punto de extracción de máxima potencia (ver Sección 3.4.4). Para velocidades de viento superiores a la velocidad de viento nominal se busca mantener un nivel de generación constante y una velocidad de rotación del rotor dentro de rangos aceptables. Estas estrategias son de acuerdo a las estudiadas en la Sección 3.4.

Después de la etapa de regulación de potencia las referencias de las corrientes del eje directo y en cuadratura pasan a través de un bloque que asegura que la magnitud de la corriente de referencia fasorial no sobrepasa los límites de tolerancia de corriente instantánea de la máquina. Es posible elegir si el aerogenerador debe priorizar la corriente directa, es decir, el control de reactivos, o la corriente en cuadratura del rotor, lo que implicaría darle prioridad al control de potencia activa.

Cualquiera sea la opción establecida, la referencia de la corriente que se prioriza mantiene su valor, siempre y cuando este no sea mayor que la magnitud de corriente máxima que puede soportar el rotor, caso en el cual la referencia de esta corriente se ajusta al valor máximo. Cuando la magnitud del fasor de la corriente de referencia es menor al límite de la corriente en el rotor, las referencias de corriente en ambos ejes se mantienen inalteradas, pero cuando es mayor, la referencia de la corriente con prioridad se mantiene y la referencia de corriente en el otro eje se ajusta de forma tal que la magnitud de la corriente total sea igual al máximo.

Una vez obtenidas las referencias de corriente del rotor, un segundo controlador PI, en cascada con los de regulación de potencia, actúa para establecer las corrientes rotóricas en los valores requeridos. Este bloque de regulación de corrientes actúa sobre el índice de modulación del RSC, con el cual se puede establecer la tensión en el lado alterno de este convertidor y de esta forma obtener la corriente solicitada.

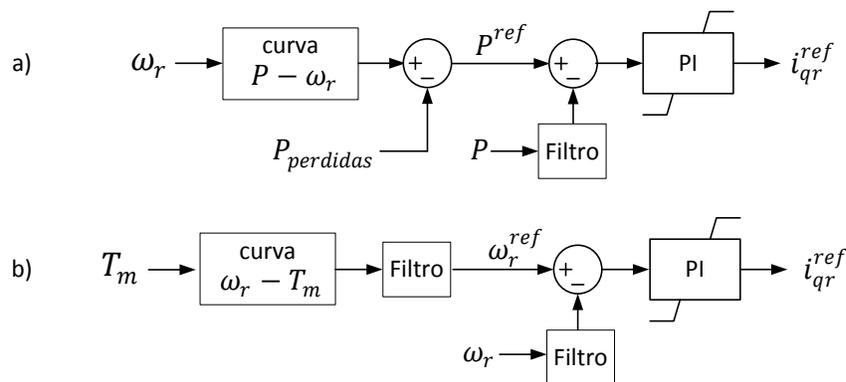


Figura 4-5 Diagramas de control. a) Regulador potencia activa (aerogenerador con control del ángulo de paso). b) Regulador velocidad/potencia activa (aerogenerador sin control del ángulo de paso).

4.5.1.1. Regulación de potencia activa: aerogenerador con limitación de potencia y velocidad por control del ángulo de paso

En la Región I de la curva de potencia ideal el control utiliza la velocidad de rotación del rotor para, a través de la relación (4.40), determinar la referencia de potencia activa del generador en primera instancia. Para velocidades de rotación mayores o iguales a la velocidad de rotación máxima ($\omega_{r\ max}$) la referencia de potencia activa de primera instancia se mantiene constante e igual a la potencia nominal en por unidad.

$$P_{opt} = \overline{\omega_r}^3 \quad (4.40)$$

En la Ecuación (4.40) P_{opt} es la potencia activa óptima en por unidad que debiese generar la máquina para una velocidad de rotación determinada, y $\overline{\omega_r}$ es la velocidad de rotación de la turbina en por unidad de la máxima velocidad de rotación (velocidad de rotación nominal, $\omega_{r\ max}$). La relación (4.40) se obtiene de normalizar la Ecuación (2.2), quedando:

$$P_{m\ pu} = C_{P\ pu} (v_{v\ pu})^3 \quad (4.41)$$

Donde $P_{m\ pu}$ es la potencia mecánica en por unidad, $C_{P\ pu}$ es el coeficiente de potencia en por unidad del coeficiente de potencia óptimo y $v_{v\ pu}$ es la velocidad de viento en por unidad de la velocidad de viento nominal. Considerando estas normalizaciones se tiene que:

$$\overline{\omega_r} = v_{v\ pu} \quad (4.42)$$

Por lo que, suponiendo que se opera con un coeficiente de potencia óptimo, se llega a la Ecuación (4.40).

La referencia de potencia activa definitiva se obtiene al restar de la obtenida en primera instancia, la estimación de las pérdidas de potencia instantáneas del aerogenerador, dentro de las cuales se consideran: pérdidas mecánicas debido al coeficiente de fricción incorporado en la Ecuación (4.16), pérdidas en los enrollados de estator, pérdidas en los enrollados del rotor y pérdidas en la conexión del GSC con la red según el modelo de rama R-L.

Habiendo calculado el error entre la potencia activa de referencia y la potencia activa instantánea, un controlador PI se encarga de establecer la corriente de referencia del rotor en el eje en cuadratura. Este control por sí solo no evita que la velocidad del rotor aumente ante altas velocidades de viento; esta tarea es realizada por el control del ángulo de paso (Sección 4.5.3).

4.5.1.2. Regulación de velocidad: aerogenerador con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad

El control implementado en el aerogenerador sin control del ángulo de paso, a diferencia del implementado en el apartado anterior, actúa regulando la velocidad de rotación del rotor, lo que implica una regulación indirecta de la potencia activa de la máquina. Es decir,

el controlador PI usa como variable de entrada el error entre la velocidad del rotor y su referencia para determinar la corriente de referencia del rotor en el eje en cuadratura.

Para velocidades de viento por debajo de la velocidad de viento nominal, la referencia de velocidad, en por unidad de la máxima velocidad de rotación, se obtiene de calcular la raíz cuadrada del torque mecánico instantáneo, en por unidad del torque mecánico ejercido a velocidad de viento nominal. Para velocidades de viento correspondientes a la Región III de operación de la curva de potencia ideal, la referencia de velocidad del rotor es la razón entre la potencia nominal de la máquina y el torque mecánico instantáneo, ambos en por unidad. Esto se traduce en las siguientes expresiones [28]:

$$\text{si } P_{m_{pu}} < P_{m_{max}} \Rightarrow \bar{\omega}_r^{ref} = \sqrt{T_{m_{pu}}} \quad (4.43)$$

$$\text{si } P_{m_{pu}} \geq P_{m_{max}} \Rightarrow \bar{\omega}_r^{ref} = \frac{P_{m_{max}}}{T_{m_{pu}}} \quad (4.44)$$

Donde $T_{m_{pu}}$ es el torque mecánico en por unidad del torque ejercido por la turbina a velocidad de viento nominal, $P_{m_{pu}}$ es la potencia mecánica en por unidad y $P_{m_{max}}$ es la potencia mecánica del aerogenerador a velocidad de viento nominal en por unidad. En la práctica $T_{m_{pu}}$ necesita de un observador para determinar su valor instantáneo, valor que de igual manera es usado para obtener una estimación de $P_{m_{pu}}$ según la Ecuación (4.3). En este trabajo se supone un observador ideal, por lo que para la estimación del torque mecánico y de la potencia mecánica se usan directamente los valores instantáneos obtenidos de los modelos simulados.

Debido a que la respuesta dinámica de la velocidad del rotor es más lenta que la respuesta que tiene el control sobre la potencia activa del generador, la señal de referencia de velocidad es suavizada gracias a la acción de un filtro pasa bajos. Esto evita contar con señales de error de la velocidad que posean cambios muy bruscos debido a las variaciones en la velocidad de viento, y por ende evita requerir solicitaciones con esta misma tasa de cambio en la corriente activa del rotor, lo que produciría una inyección de potencia activa con un nivel menos estable.

Gracias al control de la velocidad del rotor en todos los puntos de operación de la curva de potencia del aerogenerador, este esquema permite regular la potencia en la Región III sin necesidad de contar con un sistema de control del ángulo de paso de las aspas.

4.5.2. Control GSC

El esquema general de control del convertidor conectado en el lado de la red se observa en la Figura 4-1 y en la Figura 4-2. Los sub-bloques implementados en MATLAB/Simulink que conforman el control de este convertidor se muestran en la Figura A- 4 del Anexo A.

De igual manera que en el bloque de control del RSC, las mediciones necesarias de tensiones y corrientes que en este caso corresponden al lado alterno del GSC, son

traspasadas a un eje de referencia rotatorio en coordenadas dq. Para este sistema de control se alinea el eje de coordenadas dq con la tensión de estator de la máquina (SVOF), obteniendo [32]:

$$v_{dGSC} = U_{GSC} \quad (4.45)$$

$$v_{qGSC} = 0 \quad (4.46)$$

Donde U_{GSC} es la tensión fase-fase del lado alterno del GSC. Tomando en cuenta este eje de referencia las potencias activa y reactiva del GSC se pueden reescribir como:

$$P_{GSC} = -v_{dGSC}i_{dGSC} \quad (4.47)$$

$$Q_{GSC} = v_{dGSC}i_{qGSC} \quad (4.48)$$

En donde queda en evidencia que la potencia activa del GSC depende de su corriente en el eje directo y que la potencia reactiva del mismo depende de su corriente en el eje en cuadratura.

En el modelo implementado no se considera el control de reactivos a través del convertidor conectado al lado de la red, por lo que se ingresa directamente la corriente de referencia deseada en el eje en cuadratura, para la que se usa un valor nulo.

Por su parte, la corriente de referencia del eje directo se obtiene del bloque de regulación de tensión continua. En este bloque se compara la tensión instantánea del enlace de corriente continua con la tensión de referencia, igual a la tensión nominal del enlace, y se utiliza un controlador PI para determinar la corriente de referencia.

De igual manera que en el control del RSC, las corrientes de referencia pasan a través de un bloque que limita la magnitud del fasor corriente y permite priorizar la corriente del eje que se desee. En la simulación realizada en este trabajo se da prioridad a la corriente en el eje directo, es decir, a la mantención de un nivel de tensión constante en el enlace de corriente continua.

Una vez obtenidas las referencias de corriente definitivas, actúa un controlador PI que se encarga de establecer las corrientes del GSC en los valores requeridos. Este bloque de regulación de corrientes actúa sobre el índice de modulación del GSC, con el cual se puede establecer la tensión en el lado alterno de este convertidor y de esta forma obtener la corriente solicitada.

4.5.3. Control ángulo de paso

El control del ángulo de paso se lleva a cabo mediante el diagrama de control ilustrado en la Figura 3-2 a), el cual queda representado por la siguiente ecuación [63]:

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{\beta^{ref} - \beta}{T_{servo}} \quad (4.49)$$

En donde T_{servo} es una constante de tiempo que depende del actuador y

$$\beta^{ref} = K_{p\beta}(\omega_r - \omega_{r\ max}) + K_{i\beta} \int (\omega_r - \omega_{r\ max}) dt \quad (4.50)$$

Este control es implementado sólo en el modelo de aerogenerador que considera el ajuste del ángulo de paso de las aspas, y actúa cuando la velocidad de rotación de la turbina sobrepasa el valor de $\omega_{r\ max}$, que en este caso es un 30% mayor a la velocidad nominal de operación.

4.6. Capacidad de potencia reactiva

En la determinación de la capacidad de potencia reactiva disponible bajo distintas condiciones de operación, se toman en consideración tres restricciones: dos para la capacidad de brindar o absorber reactivos desde el estator de la máquina y una para la capacidad de efectuar la misma acción desde el convertidor conectado a la red. Estas son: límite de corrientes en el estator, límite de corrientes en el rotor y límite de potencia en el GSC. No se ha considerado la restricción de tensión del rotor, ya que de ser efectiva, esta sólo afectaría los límites en velocidades de operación muy bajas.

4.6.1. Límite de corrientes en el estator

Esta restricción está dada por el límite de diseño de la magnitud de las corrientes que circulan por el estator de la máquina ($I_{s\ max}$), siendo [40]:

$$P_s^2 + Q_s^2 \leq |U_s|^2 I_{s\ max}^2 \quad (4.51)$$

Cuyos límites son:

$$Q_{s\ max_is} = \sqrt{|U_s|^2 I_{s\ max}^2 - P_s^2} \quad (4.52)$$

$$Q_{s\ min_is} = -\sqrt{|U_s|^2 I_{s\ max}^2 - P_s^2} \quad (4.53)$$

Donde $Q_{s\ max_is}$ es el límite superior y $Q_{s\ min_is}$ es el límite inferior de potencia reactiva del estator debido a la restricción recién mencionada.

4.6.2. Límite de corrientes en el rotor

La segunda restricción de la capacidad de inyectar o absorber reactivos desde el estator tiene relación con la limitación de corriente que es capaz de soportar el rotor, o bien, el convertidor conectado al rotor.

Si se elige un marco de referencia alineado con el flujo de estator la potencia reactiva inyectada a éste, despreciando su resistencia, queda dada por [13]:

$$Q_s = \frac{L_m |U_s|}{(L_s + L_m)} i_{dr} - \frac{|U_s|^2}{\omega_s (L_s + L_m)} \quad (4.54)$$

Por lo tanto, suponiendo que la tensión en bornes del aerogenerador permanece constante, la potencia reactiva queda restringida por el valor máximo y mínimo que pueda tomar la corriente rotórica en el eje directo. Este valor depende tanto de la magnitud de la corriente máxima de diseño del rotor y/o del RSC, como del valor instantáneo de la corriente en el eje en cuadratura, relacionada con la potencia activa del estator y que varía según las condiciones de viento. Siendo así, la corriente máxima y mínima que se puede obtener en el eje directo se calcula como:

$$i_{dr \max} = \sqrt{I_{r \max}^2 - i_{qr}^2} \quad (4.55)$$

$$i_{dr \min} = -\sqrt{I_{r \max}^2 - i_{qr}^2} \quad (4.56)$$

respectivamente, donde $I_{r \max}$ es la corriente máxima de diseño del rotor. Entonces, la potencia reactiva máxima y mínima del estator en función de la máxima y mínima corriente del rotor queda determina respectivamente por:

$$Q_{s \max_ir} = \frac{L_m |U_s|}{(L_s + L_m)} i_{dr \max} - \frac{|U_s|^2}{\omega_s (L_s + L_m)} \quad (4.57)$$

$$Q_{s \min_ir} = \frac{L_m |U_s|}{(L_s + L_m)} i_{dr \min} - \frac{|U_s|^2}{\omega_s (L_s + L_m)}. \quad (4.58)$$

Estos límites son equivalentes a los dados por la restricción:

$$P_s^2 + \left(Q_s + \frac{|U_s|^2}{\omega_s (L_s + L_m)} \right)^2 \leq \left(\frac{L_m |U_s|}{(L_s + L_m)} I_{r \max} \right)^2 \quad (4.59)$$

mostrada en [40].

4.6.3. Límite de potencia en el GSC

El convertidor conectado a la red suele ser diseñado para operar con factor de potencia unitario si no se tiene considerada su participación en la regulación de potencia reactiva. Si este no fuese el caso la potencia aparente máxima ($S_{GSC \max}$) que puede soportar el GSC sería igual o superior a la potencia activa máxima que alcanza el rotor del generador a velocidad máxima, es decir, a deslizamiento mínimo.

Entonces, la capacidad del GSC de inyectar o absorber reactivos está restringida según [40]:

$$P_{GSC}^2 + Q_{GSC}^2 \leq S_{GSC \max}^2 \quad (4.60)$$

Siendo sus límites:

$$Q_{GSC \max} = \sqrt{S_{GSC \max}^2 - P_{GSC}^2} \quad (4.61)$$

$$Q_{GSC\ min} = -\sqrt{S_{GSC\ max}^2 - P_{GSC}^2} \quad (4.62)$$

Donde $Q_{GSC\ max}$ es el límite superior y $Q_{GSC\ min}$ es el límite inferior de potencia reactiva del convertidor conectado a la red, bajo el supuesto que la tensión se mantiene estable en su valor nominal.

4.7. Comentarios

Los valores de los distintos parámetros de los modelos aquí descritos usados en las simulaciones realizadas en MATLAB/Simulink pueden ser vistos en el Anexo B.

Los modelos implementados en el software recién mencionado son basados en un sistema en por unidad, por lo que la definición explícita de algunos parámetros se hace innecesaria.

Tanto los parámetros como las variables definidas en este capítulo están referidas al estator de la máquina.

El hecho de omitir la Región II de operación en el aerogenerador con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad, provoca que la característica velocidad de rotación versus velocidad de viento posea un único punto máximo, el cual se alcanza a velocidad de viento nominal. El control de velocidad en torno a este punto podría ser dificultoso, además de someter la turbina a esfuerzos innecesarios, ya que al pasar de la Región I a la Región III, o de la Región III a la Región I, el gradiente de la velocidad de rotación ante aumentos en la velocidad de viento se invierte. En la práctica los aerogeneradores de velocidad variable sin control del ángulo de paso debiesen poseer una etapa de velocidad constante entre la Región I y la Región III, sin embargo para efectos del presente trabajo esta etapa no se toma en consideración, para lograr obtener la misma curva de potencia en estado estacionario que el aerogenerador con control del ángulo de paso y simplificar el modelo.

La implementación real de un sistema de control de velocidad y potencia, en el caso del aerogenerador con ángulo de paso fijo y limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad, requiere de un observador que disponga de una buena estimación del torque mecánico, cuyo diseño puede ser complejo. De este mismo observador se puede obtener una estimación de la potencia mecánica, la cual sirve para determinar los momentos en que se está operando con un régimen de vientos superior a la velocidad de viento nominal.

Los modelos de aerogeneradores simulados no contemplan la utilización de equipos externos al generador de inducción y los convertidores de potencia, como FACTs u otros.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1. Introducción

El presente capítulo muestra los resultados obtenidos para las principales variables involucradas en los sistemas simulados, tanto en la obtención de puntos de operación para la estimación de sus curvas características en régimen permanente como en la respuesta ante velocidades de viento variable, para las dos configuraciones especificadas en el capítulo anterior.

Para facilidad en la nominación de los dos tipos de aerogeneradores considerados se emplea la siguiente nomenclatura:

AGp = Aerogenerador con esquema MPPT basado en regulación directa de potencia activa y limitación de potencia activa mediante control del ángulo de paso de las aspas.

AGs = Aerogenerador con esquema MPPT basado en regulación de velocidad y limitación de potencia activa mediante pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad.

5.2. Características de estado estacionario

La característica de potencia activa total versus velocidad de viento tanto del aerogenerador **AGp** como del **AGs** pueden ser vistas en la Figura 5-1 y la Figura 5-2, respectivamente. En ellas es posible apreciar que ambas características son prácticamente idénticas y se puede distinguir fácilmente la región de operación en que se efectúa un seguimiento del punto de operación de máxima potencia (Región I) y la región de limitación de potencia (Región III). Sin embargo, las curvas de potencia activa de estator y de rotor difieren entre un aerogenerador y otro para velocidades de viento mayores a la nominal, características que pueden ser vistas en las mismas figuras recién mencionadas.

Se puede apreciar cómo para puntos de operación de deslizamiento positivo **AGp** y **AGs** absorben potencia activa por el rotor a través de los convertidores, potencia que es brindada por el estator de la máquina. Una vez que las máquinas pasan a un funcionamiento con deslizamiento negativo en la Región I de la curva de potencia ideal, la inyección de potencia activa a la red se produce tanto desde el estator como desde el rotor.

También se puede observar que a velocidades de viento superiores a la velocidad de viento nominal, la potencia activa de estator y rotor de **AGp** permanece en niveles constantes, lo que se debe a que en esta región el sistema de control del ángulo de paso mantiene una velocidad del rotor constante (ver Figura 5-3).

Con los datos obtenidos de **AGp** se puede corroborar lo indicado por la Ecuación (2.32) aplicada al caso estudiado, dejando en evidencia que la capacidad de potencia de los convertidores (como fracción de la potencia máxima de estator) debe ser a lo menos

equivalente a la magnitud del deslizamiento máximo. En este caso la potencia activa que alcanza el generador en su estator a deslizamiento máximo, igual a $-0,3$, es de $0,75$ pu; y en el rotor es de $0,223$ pu, lo que corresponde al 30% de la potencia activa de estator.

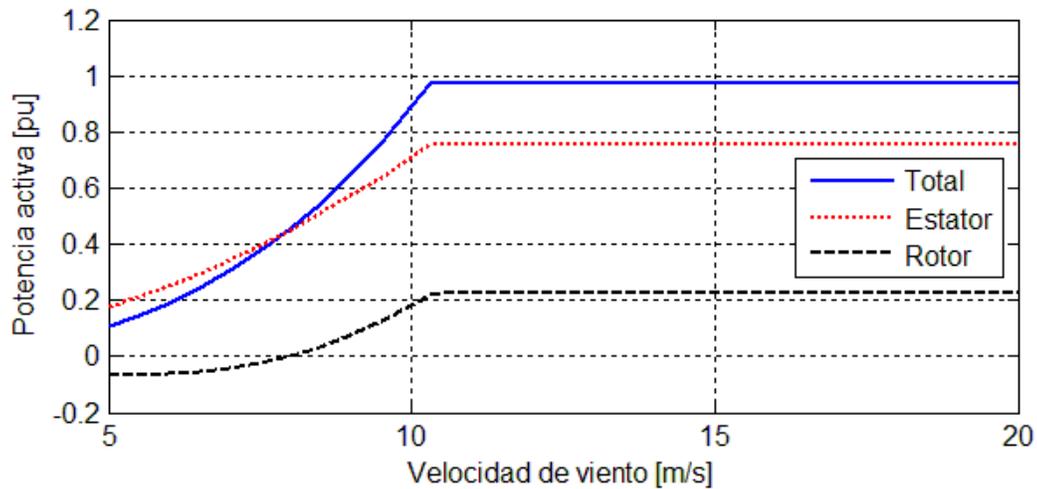


Figura 5-1 Características de estado estacionario de **AGp**: flujo hacia la red de potencia activa total, de estator y de rotor en función de la velocidad de viento.

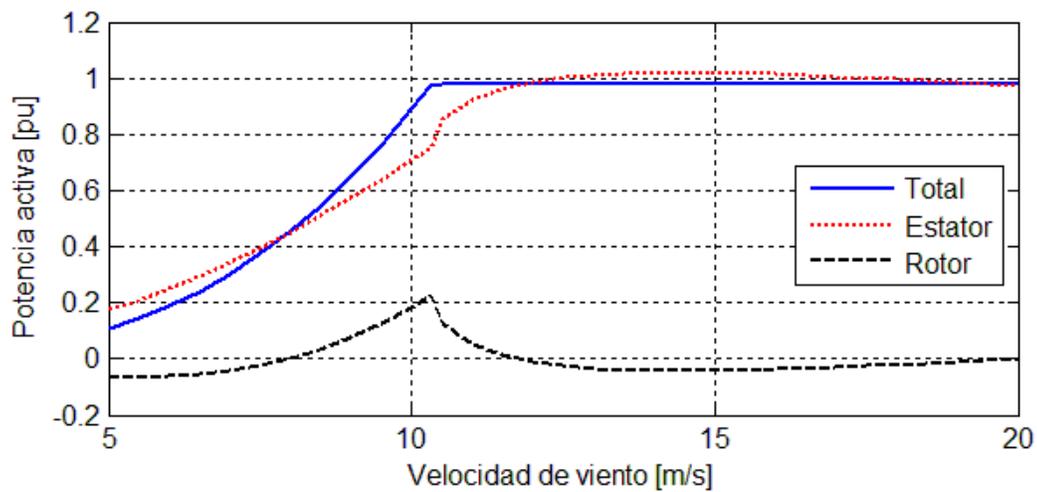


Figura 5-2 Características de estado estacionario de **AGs**: flujo hacia la red de potencia activa total, de estator y de rotor en función de la velocidad de viento.

En el caso del **AGs** la regulación de potencia activa se realiza mediante el control de velocidad del rotor en todo el rango de operación del aerogenerador. Por esta razón, para mantener un nivel de potencia constante sobre la velocidad de viento nominal, la velocidad del rotor (ver Figura 5-3) debe variar según lo indicado en la Ecuación (4.44). La disminución de la velocidad de rotación implica una disminución de la potencia activa que fluye desde el rotor hacia la red. Esta menor inyección de potencia activa, según se observa en la Figura 5-2, debe ser contrarrestada con el aumento de la potencia activa brindada por

el estator. A partir de una velocidad de viento aproximada de 11,8 m/s la máquina opera nuevamente con un deslizamiento positivo, por lo que el flujo de potencia activa del rotor vuelve a cambiar de sentido y el estator debe inyectar sobre el 100% de la potencia nominal del aerogenerador, llegando a circular cerca de 1,02 pu de potencia activa a una velocidad de viento de 14,5 m/s.

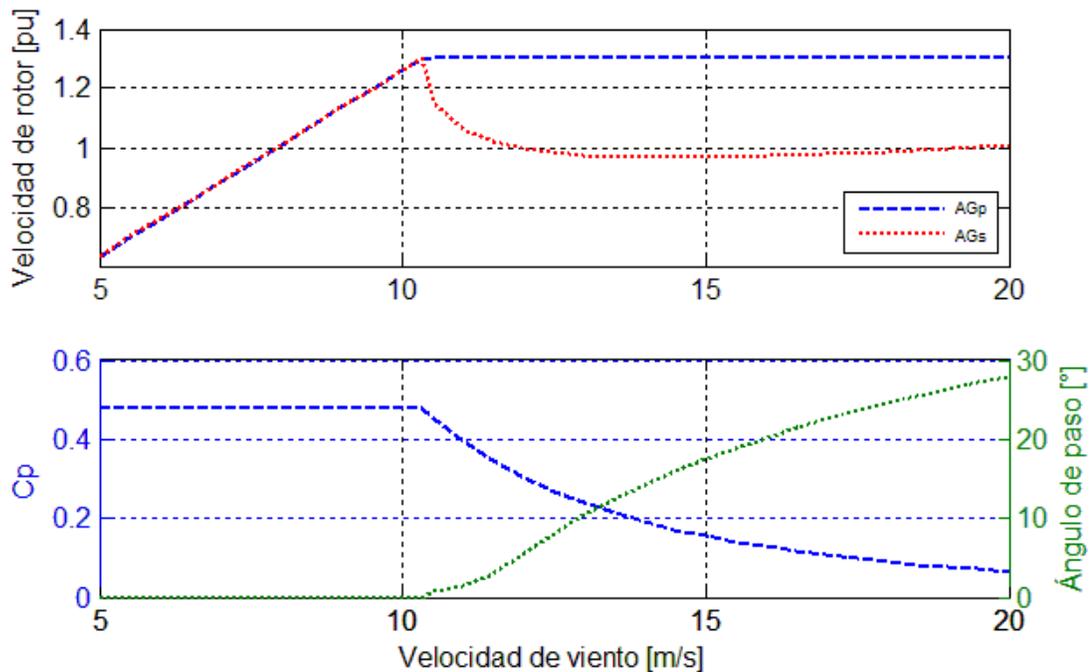


Figura 5-3 Características de estado estacionario de **AGp** y **AGs**: velocidad de rotación del rotor en función de la velocidad de viento (gráfico superior), coeficiente de potencia en función de la velocidad de viento (gráfico inferior - eje izquierdo)*, ángulo de paso de **AGp** en función de la velocidad de viento (gráfico inferior - eje derecho).

*Es la misma curva para los dos aerogeneradores.

Las curvas del coeficiente de potencia con respecto a la velocidad de viento tanto de **AGp** como de **AGs** son idénticas. En la Figura 5-3 se puede observar la forma en que el coeficiente de potencia cae a medida que el ángulo de paso de **AGp** aumenta. En **AGs** en cambio, esta caída se debe a la disminución de velocidad del rotor mostrada por la misma figura.

Al igual que la velocidad de rotación, el torque electromagnético de ambos aerogeneradores es igual dentro de la Región I de operación pero difieren en la Región III. **AGp** mantiene un torque constante en todo el rango que forma parte de la Región III debido a que la velocidad del rotor se mantiene inalterada. **AGs** por otro lado, al modificar la velocidad de rotación en la Región III a valores menores a la velocidad de rotación nominal, ejerce niveles de torque superiores a los alcanzados por **AGp**. Estas características de torque-velocidad se corresponden con las ilustradas en la Figura 3-13 y en la Figura 3-15, para **AGs** y **AGp** respectivamente, obviando los tramos BC correspondientes a la Región II.

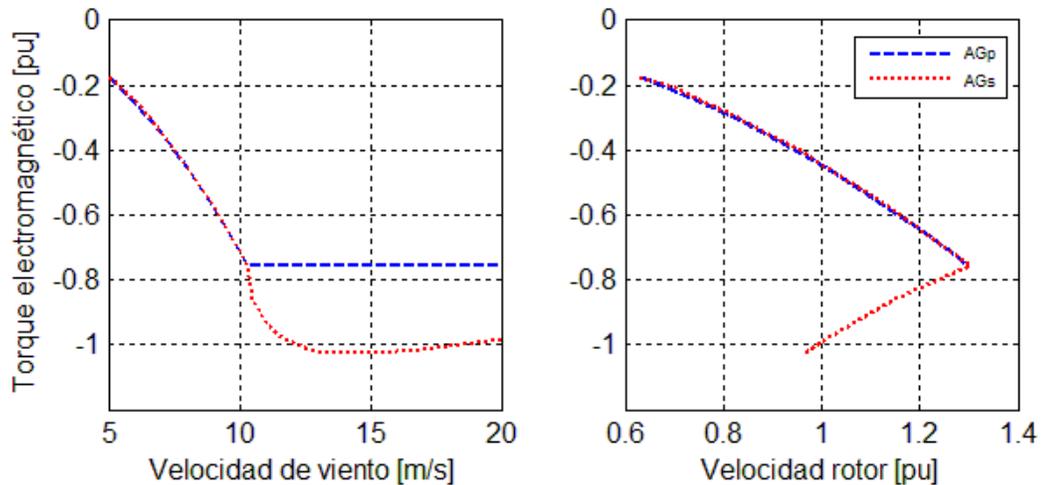


Figura 5-4 Características de estado estacionario de **AGp** y **AGs**: torque electromagnético en función de la velocidad de viento (izquierda) y torque electromagnético en función de la velocidad del rotor (derecha).

La máxima magnitud de torque electromagnético de **AGs** se observa en la Figura 5-4, siendo aproximadamente de 1,03 pu a una velocidad de rotación del rotor de 0,97 pu y una velocidad de viento de 14,5 m/s; mientras que la máxima magnitud de torque alcanzado por **AGp** es aproximadamente de 0,76 pu, a una velocidad del rotor de 1,3 pu y dentro de todo el rango de velocidades de viento mayores a 10,3 m/s. Con estos datos, es posible establecer que para los sistemas simulados, el aerogenerador que no cuenta con ángulo de las aspas variables (**AGs**) llega a ejercer sobre el eje del rotor un torque máximo 36% mayor que el aerogenerador que cuenta con control del ángulo de paso de las aspas. Esto supone que los sistemas mecánicos de rotación de **AGs**, como son la turbina, el eje de baja velocidad, la caja de engranajes y el eje de alta velocidad, deben ser diseñados para operar con un nivel de carga mecánica mayor que la de **AGp**.

En la Figura 5-5 se muestra la magnitud de las corrientes del estator y del rotor de ambas máquinas. En ella se observa que sobre la velocidad nominal de operación las corrientes circulantes tanto en el estator como en el rotor de **AGs** son mayores en un 36% y 31% que las respectivas corrientes de **AGp**. Esto implica que los devanados de **AGs** deben ser diseñados para tolerar corrientes más altas que los de **AGp**, teniendo en consideración sólo la generación de potencia activa.

Por otra parte, a pesar de los mayores niveles de corriente que fluyen en el estator y rotor de **AGs** en la Región III de operación, lo que supone mayores pérdidas eléctricas, las pérdidas totales compuestas por pérdidas resistivas y pérdidas por fricción en el rotor son hasta un 8% menores que en **AGp**. Esto se debe al funcionamiento con una menor velocidad de rotación por parte de **AGs** en esta región, lo que disminuye las pérdidas mecánicas. En la Región I ambos aerogeneradores poseen pérdidas de la misma magnitud, las que pueden ser vistas en la Figura 5-6, al igual que las pérdidas en la Región III.

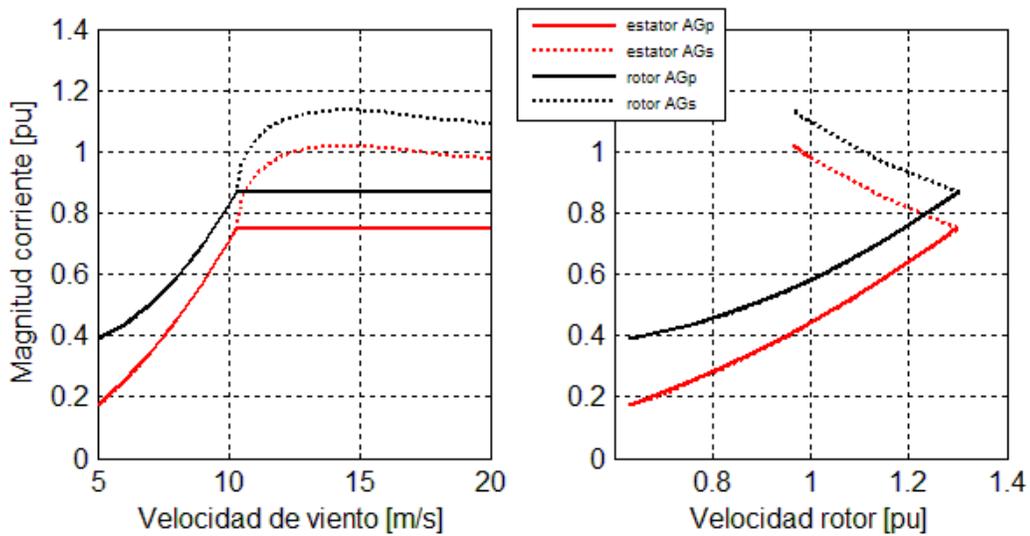


Figura 5-5 Características de estado estacionario de **AGp** y **AGs**: magnitud de corrientes de estator y de rotor en función de la velocidad de viento (izquierda) y de la velocidad de rotación (derecha).

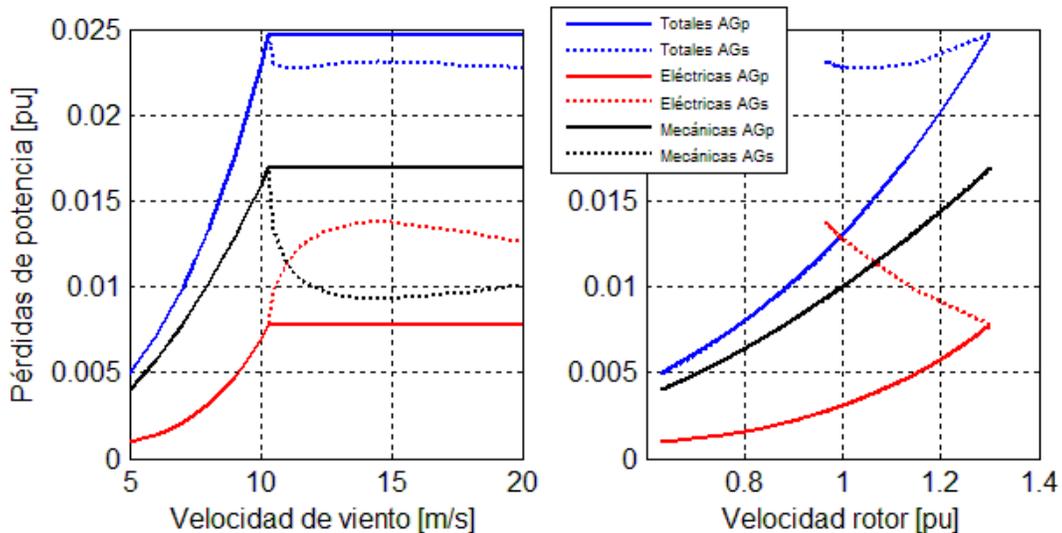


Figura 5-6 Características de estado estacionario de **AGp** y **AGs**: pérdidas totales, eléctricas (resistivas) y mecánicas (fricción del rotor) en función de la velocidad de viento (izquierda) y de la velocidad de rotación (derecha).

5.3. Capacidad de potencia reactiva

La determinación de la capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva depende de límites impuestos en el diseño de las máquinas, siendo considerados en este trabajo los límites de corrientes en el rotor y en el estator y el límite de potencia aparente del GSC.

Para establecer la capacidad de reactivos del GSC, se supone que la potencia aparente máxima de ambos aerogeneradores es de 0,223 pu, correspondiente a la potencia necesaria

para operar con un deslizamiento mínimo de -0,3, el cual es alcanzado a la velocidad de viento nominal; y una tensión en bornes del generador de 1 pu.

Las magnitudes de corrientes máximas toleradas por los devanados de estator y rotor utilizadas para establecer los límites de capacidad de potencia reactiva del estator se fijan en 1,02 pu y 1,14 pu, respectivamente. Estas se basan en las corrientes máximas alcanzadas por **AGs** en operación en régimen permanente, las cuales son iguales a las alcanzadas por **AGp** al operar en el punto de potencia activa nominal y con un factor de potencia igual a 0,91. Se consideran en ambos modelos las mismas corrientes máximas, para de esta forma comparar sus capacidades bajo las mismas condiciones.

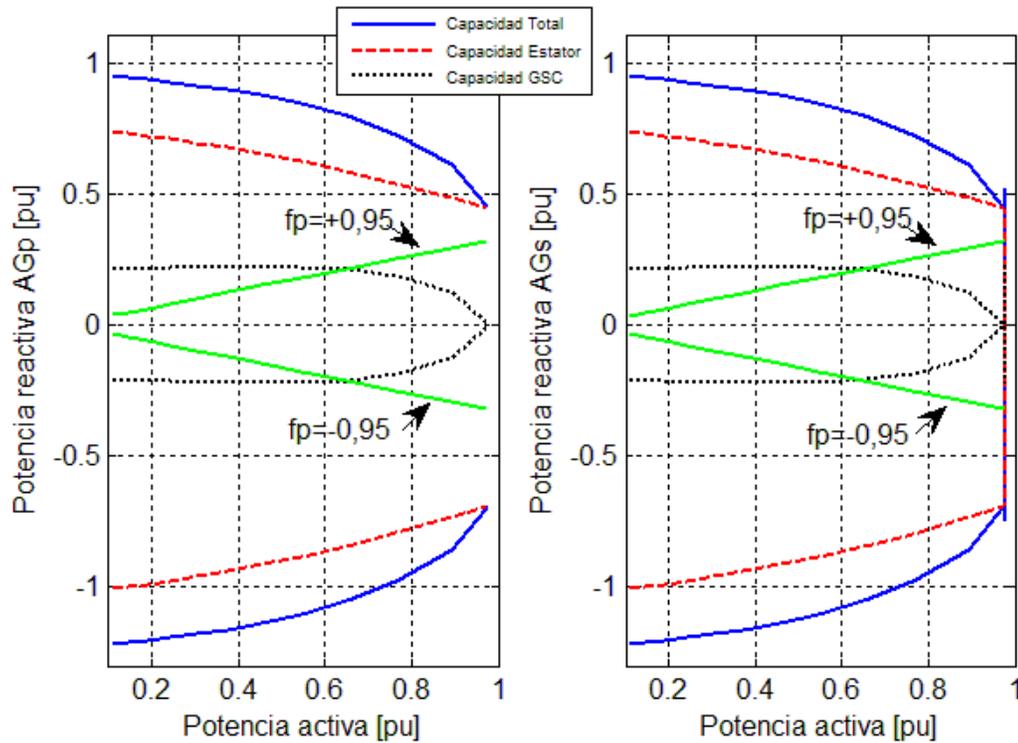


Figura 5-7 Capacidad de **AGp** (izquierda) y **AGs** (derecha) de absorber e inyectar potencia reactiva desde el estator, el GSC y ambos (capacidad total) en función de la inyección de potencia activa. En verde se presenta la característica P-Q con factor de potencia inductivo y capacitivo de 0,95.

En la Figura 5-7 se muestra la capacidad de absorber o inyectar reactivos considerando la participación individual del estator, la participación individual del GSC y la participación conjunta de ambos elementos. Ambas características son equivalentes en ambos aerogeneradores, excepto al momento de alcanzar un nivel de generación de potencia activa máxima, en donde **AGs** presenta límites más ajustados. Estas diferencias pueden ser vistas de mejor manera en las características de estado estacionario de potencia reactiva versus velocidad de viento de la Figura 5-8, y se deben a que **AGs** no opera con una velocidad de rotación constante en la Región III, por lo que el aumento de las corrientes disminuye los límites de potencia reactiva de este aerogenerador. En los gráficos se aprecia que los dos

aerogeneradores presentan mayor capacidad de absorber reactivos que de inyectar reactivos a través del estator; esto es de esperar debido a la naturaleza inductiva del generador.

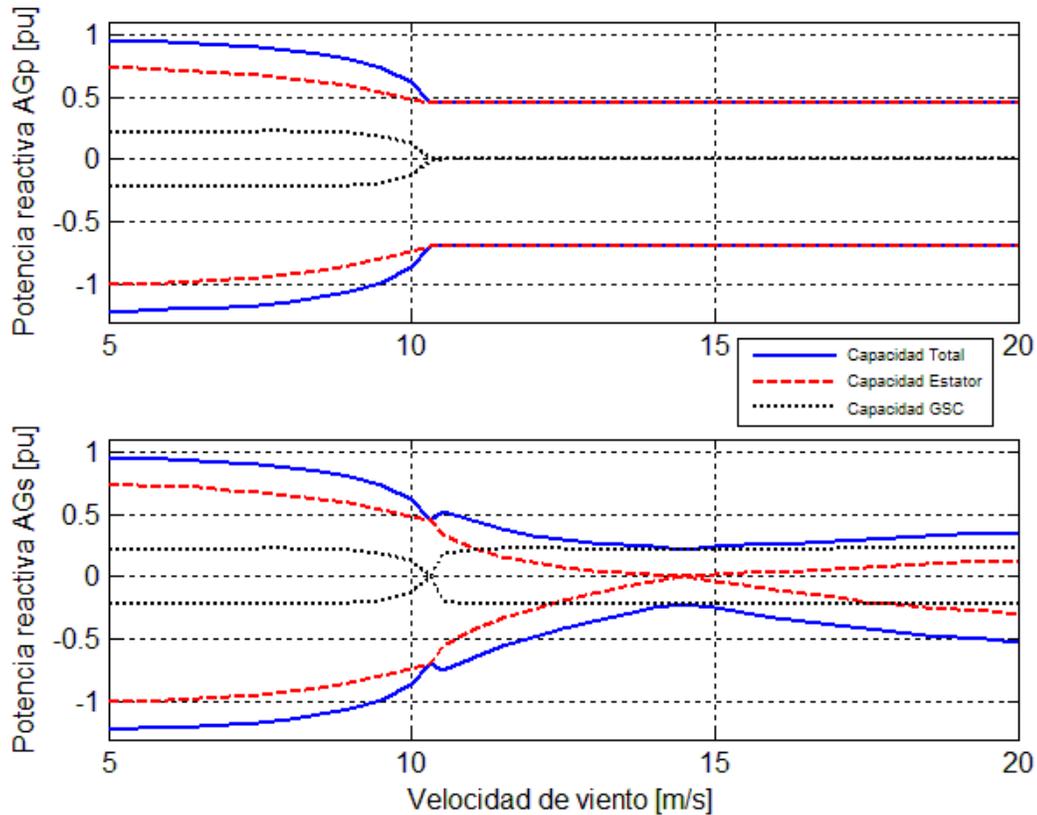


Figura 5-8 Capacidad de **AGp** (superior) y **AGs** (inferior) de absorber e inyectar potencia reactiva desde el estator, el GSC y ambos (capacidad total) en función de la velocidades de viento.

La inclusión del convertidor conectado a la red en el control de reactivos aumenta la capacidad absorber e inyectar potencia reactiva en al menos 0,21 pu en los puntos de operación con deslizamiento mayor a -0,1 dentro de la Región I de operación de la curva de potencia ideal. Esto quiere decir que cerca del 89% de la capacidad de los convertidores de **AGp** y **AGs** está disponible, en un amplio intervalo de la Región I, para admitir flujo de reactivos, aumentando sobre un 29% la capacidad de potencia reactiva del aerogenerador, al tomar como base sólo la capacidad de reactivos del estator de la máquina.

En la Figura 5-7 también se puede observar que a partir de una producción de potencia activa de 0,64 pu, el GSC por sí solo no satisface los requerimientos de reactivos dispuestos por la NTSyCS². Esto hace que a velocidades de viento altas sea inviable el uso de estrategias de control de reactivos que consideren exclusivamente el GSC. En el caso de

² La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en su artículo 3-9 establece que los parques eólicos deben poder operar en todo momento, para tensiones en el rango de Estado Normal, con factor de potencia menor o igual a 0,95, inductivo o capacitivo. [73]

AGs el requerimiento de reactivos tampoco se cumple en parte de la Región III, incluso al considerar la capacidad de reactivos del estator.

Sobre la velocidad de viento nominal **AGp** presenta una capacidad de reactivos constante e igual a la capacidad de reactivos brindada por el estator, ya que a velocidad de rotación nominal el GSC funciona a su máxima capacidad de potencia aparente, inhibiendo la posibilidad de ejercer control de reactivos desde este convertidor. Por otra parte, **AGs** ocupa la capacidad máxima de sus convertidores con potencia activa sólo a velocidad de viento nominal; pero la capacidad de su estator se ve disminuida a velocidades de viento sobre la velocidad de viento nominal.

A partir de una velocidad de viento aproximada de 11 m/s, la capacidad de reactivos del GSC de **AGs** no baja de 0,21 pu, manteniendo un nivel regular que llega a alcanzar la capacidad máxima del convertidor. La capacidad del estator de **AGs** en la Región III, sin embargo, disminuye a medida que baja la velocidad de rotación de la máquina, siendo nula a una velocidad de viento cercana a 14,5 m/s.

En la Región III, la capacidad de reactivos es mayor en **AGp** en comparación con **AGs**, considerando tanto el estator como el GSC como fuente o consumo de reactivos. Lo mismo sucede al considerar sólo el estator de las máquinas.

En la Figura A- 6 del Anexo C se muestran de forma separada los límites de potencia reactiva del estator de **AGp** y **AGs** en función de la potencia activa debido a las limitaciones de corriente del estator y del rotor.

5.4. Escenarios con viento variable

5.4.1. Vientos bajo velocidad de viento nominal

El comportamiento dinámico de los dos modelos simulados, para velocidades de viento por debajo de la velocidad de viento nominal, muestra que es posible obtener una respuesta similar por parte de ambos métodos de control.

Eventualmente las diferencias existentes varían según el ajuste de los controladores utilizados. En particular, con los controladores usados en este trabajo, la potencia activa generada por **AGp** y **AGs** ante las velocidades de viento obtenidas del modelo de viento expuesto en la Sección 4.4.5, dentro de la Región I y con una velocidad media de 8 m/s, se muestran en la Figura 5-9. En ella también se puede ver la velocidad de rotación de cada uno de los aerogeneradores, el factor de potencia y la velocidad de viento. El ángulo de paso de **AGp** no es graficado ya que es nulo en todo momento.

En el intervalo de tiempo simulado **AGp** presenta un error medio del coeficiente de potencia, con respecto a su valor nominal de 0,48, de un 1,76%; mientras que **AGs** posee un error medio de un 1,39%. Es decir, ambos esquemas de control presentan un buen seguimiento del punto de extracción de máxima potencia, teniendo una diferencia relativa media entre ellos de 0,0008 en el valor de C_p . Las diferencias de velocidad que se observan

en la Figura 5-9 se deben al seguimiento más ajustado en **AGs** del punto de extracción de máxima potencia.

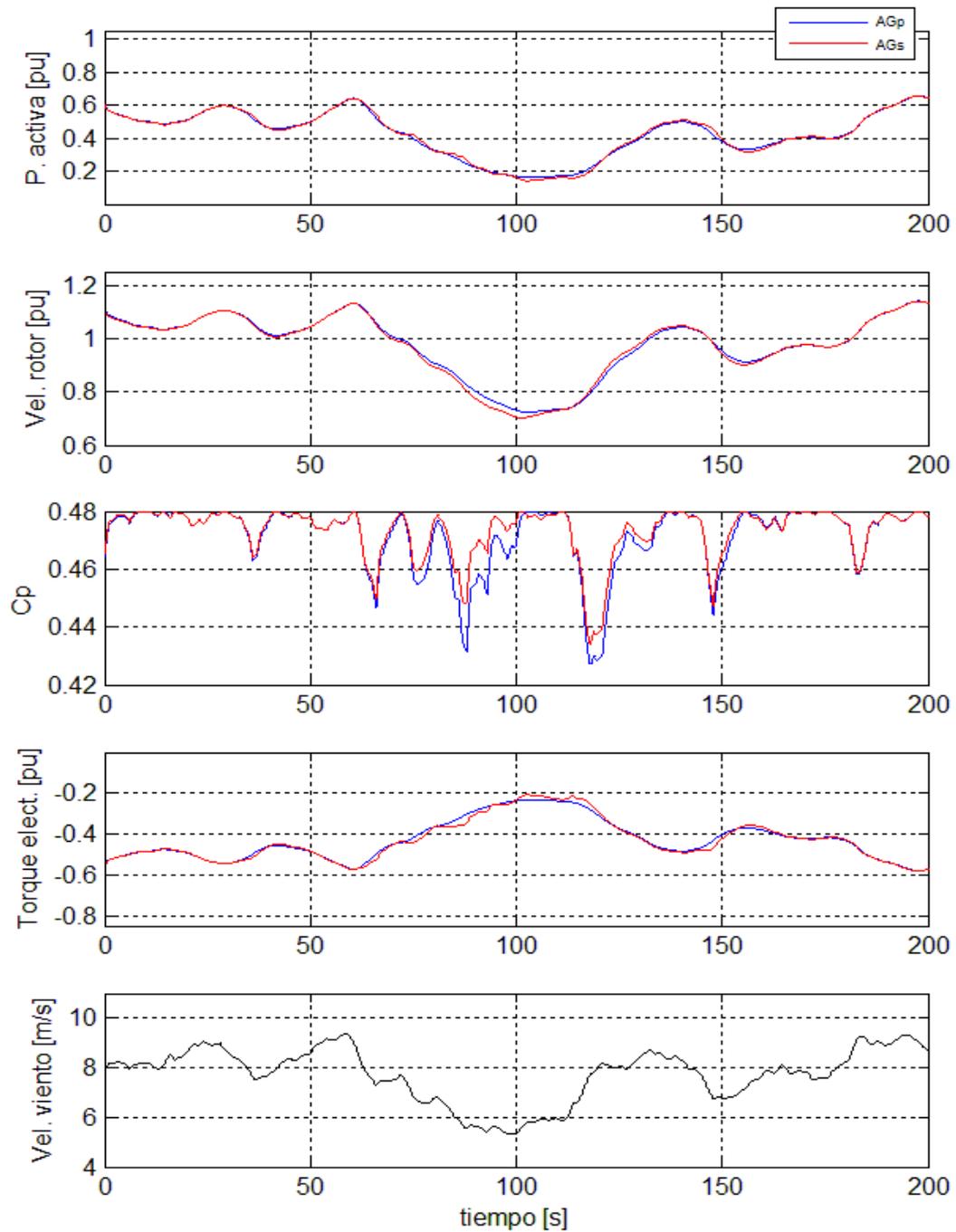


Figura 5-9 Principales variables de **AGp** y **AGs** en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s. Los gráficos en orden descendente corresponden a: potencia activa, velocidad del rotor, coeficiente de potencia, torque electromagnético y velocidad del viento.

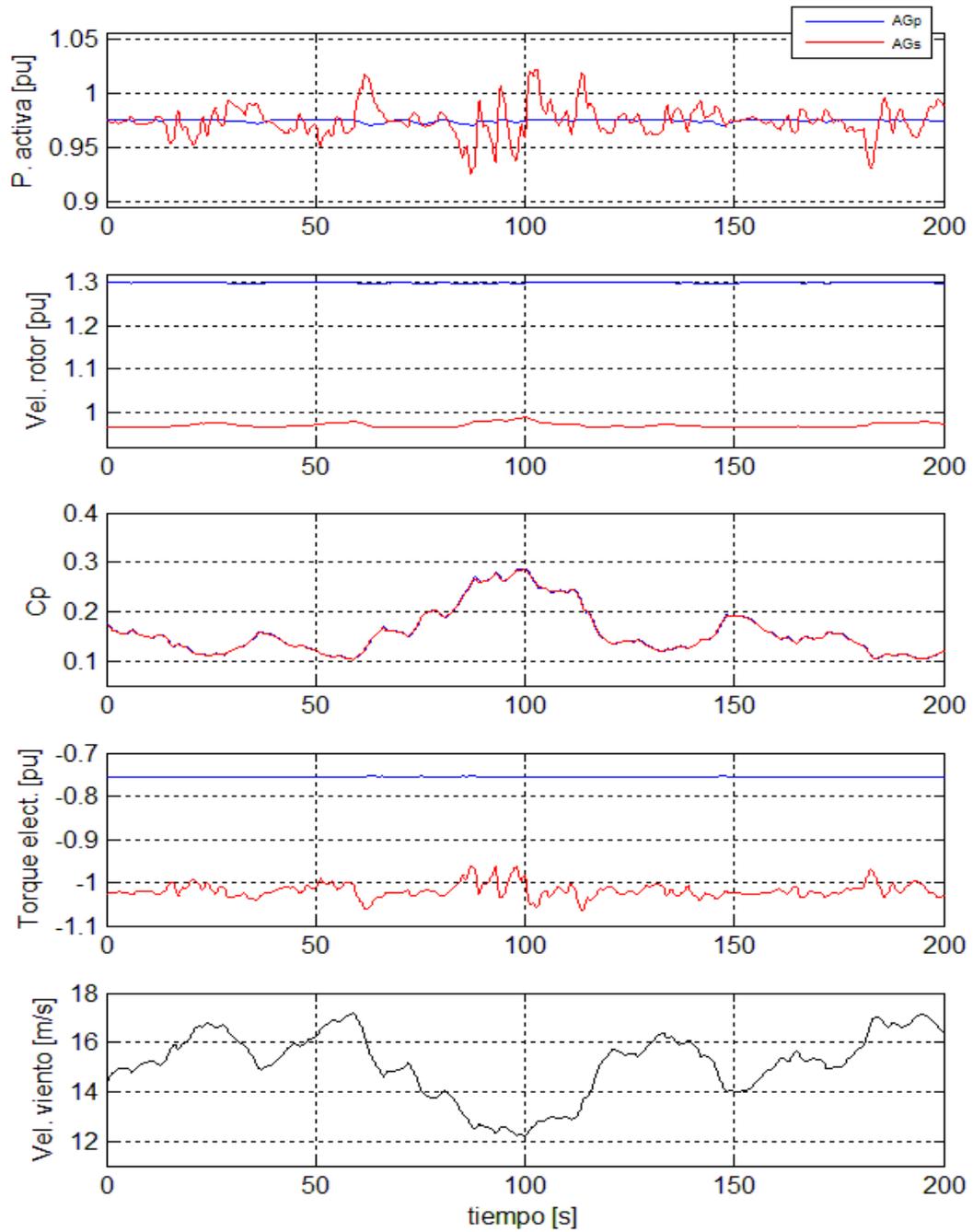


Figura 5-10 Principales variables de **AGp** y **AGs** en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s. Los gráficos en orden descendente corresponden a: potencia activa, velocidad del rotor, coeficiente de potencia, torque electromagnético y velocidad del viento.

El error en el coeficiente de potencia lleva a **AGp** y **AGs** a alcanzar pérdidas de 4,7% y 4,5%, respectivamente, con respecto a la potencia mecánica disponible durante el espacio de tiempo considerado, incluyendo las pérdidas propias consideradas en el modelo.

También se puede ver en la Figura 5-9 que el torque electromagnético al cual se encuentra sometido el rotor de **AGs** presenta alteraciones más bruscas en algunas zonas, en comparación a las que se encuentra sometido el rotor de **AGp**.

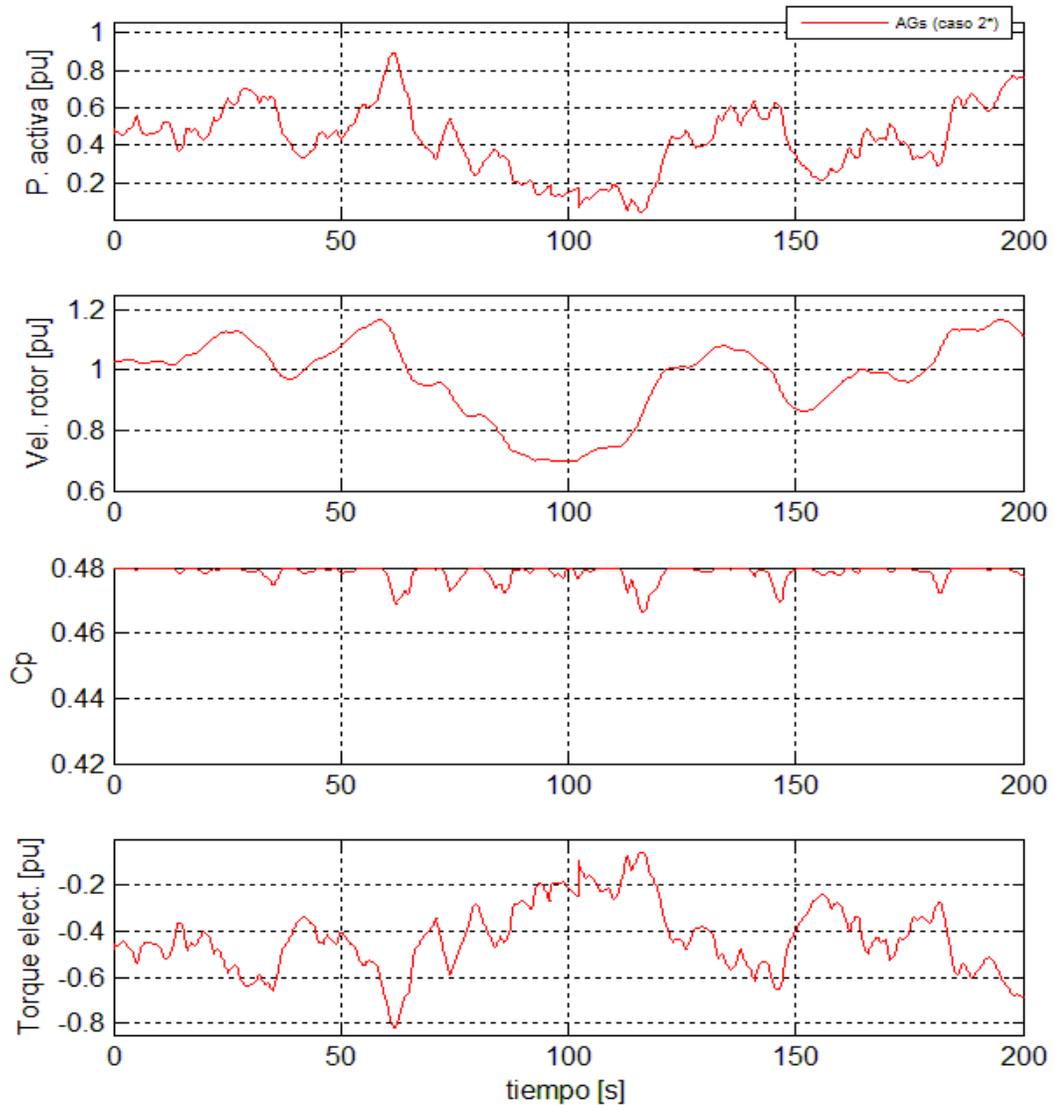


Figura 5-11 Principales variables de **AGs** (caso 2*) en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s. Los gráficos en orden descendente corresponden a: potencia activa, velocidad del rotor, coeficiente de potencia y torque electromagnético.

*Caso 2: regulador de velocidad ajustado para mejor seguimiento de la velocidad óptima.

En el caso de **AGs**, su capacidad de respuesta puede ser en gran medida alterada si se modifica el filtro pasa-bajos que actúa sobre la referencia de velocidad o si se cambian los valores de las ganancias del controlador PI de esta misma variable. Sin embargo, la mantención de un coeficiente de potencia óptimo en todo momento, lleva a operar con una generación de potencia con más picos y menos estable, además de aumentar los esfuerzos ejercidos sobre el eje de rotación, por lo que existe un compromiso entre estos aspectos.

La Figura 5-11 muestra el desempeño de **AGs** al ajustar el regulador de velocidad de manera tal que el filtro de la señal de referencia de velocidad permita un mejor seguimiento del coeficiente de potencia óptimo. Esta segunda alternativa de diseño del controlador deja en evidencia la posibilidad de mejorar la eficiencia del generador con un esquema MPPT basado en regulación de velocidad, en desmedro de la calidad de potencia y de las cargas ejercidas sobre el eje. En el intervalo simulado, el error medio de C_p en este caso es de un 0,33% y las pérdidas alcanzan un 4,12%.

La potencia reactiva en ambos aerogeneradores mantiene un valor constante y nulo establecido por el regulador de potencia reactiva del RSC.

5.4.2. Vientos sobre velocidad de viento nominal

En la Región III de operación, la que en este caso está compuesta por las velocidades de viento superiores a 10,3 m/s, la dinámica de ambos aerogeneradores presenta diferencias importantes.

Como se aprecia en la Figura 5-10, **AGp** mantiene una generación de potencia activa casi constante, la cual no tiene variaciones mayores a 0,004 pu, gracias a los sistemas independientes de regulación de potencia y de control de velocidad. Esto se tiene debido a que mientras el control del ángulo de paso de las aspas actúa para mantener la velocidad del rotor en valores cercanos a la velocidad de rotación nominal, al modificar la potencia capturada por éstas, el regulador de potencia del RSC actúa de forma tal de establecer niveles de corriente que mantengan la potencia activa total sin alteraciones.

En cambio, **AGs** presenta una respuesta de potencia activa con un nivel de fluctuaciones que llega a alcanzar desvíos de hasta un 5% con respecto al valor de potencia activa en régimen permanente dentro de esta región de operación. Las variaciones de potencia de mayor magnitud se producen durante la caída más abrupta de la velocidad del viento presente en el tiempo que dura la simulación, en donde además se llega a puntos de operación en los cuales la magnitud de la tasa de cambio de la velocidad de rotación de referencia, con respecto a la velocidad de viento, aumenta. Además, esta tasa de cambio en velocidades de viento menores a 15 m/s es negativa, por lo que, como se menciona en la Sección 3.4.2, aumentos en la velocidad del viento que impliquen una disminución en la velocidad del rotor requieren de liberación de energía cinética por parte de la turbina, la cual es inyectada a la red. Y por el contrario, bajas en la velocidad del viento que impliquen un aumento en la velocidad del rotor, requieren adquirir energía cinética por parte de la turbina, la cual es absorbida desde la red.

Debido a que la regulación de potencia activa del **AGs** se efectúa por medio de la regulación de velocidad que es llevada a cabo por el sistema de control del RSC, las corrientes en el eje en cuadratura establecidas por el convertidor para hacer seguimiento de la velocidad de referencia no contrarrestan las variaciones aleatorias de potencia provocadas por las variaciones del viento.

Se puede apreciar en la Figura 5-10 que la limitación de potencia por medio de la regulación de velocidad en **AGs** produce cambios bruscos en el torque electromagnético ejercido sobre el rotor de la máquina. Esto no sucede en **AGp** debido a, como ya ha sido mencionado antes, la acción conjunta de los sistemas de control de las aspas y del convertidor conectado al lado del rotor. El ángulo de paso, usado por **AGp** en cada instante para mantener la velocidad de rotación, puede ser visto en la Figura 5-12.

Al igual que en el primer escenario, los dos aerogeneradores operan con potencia reactiva de valor constante igual a cero, establecida por el regulador de potencia reactiva del RSC.

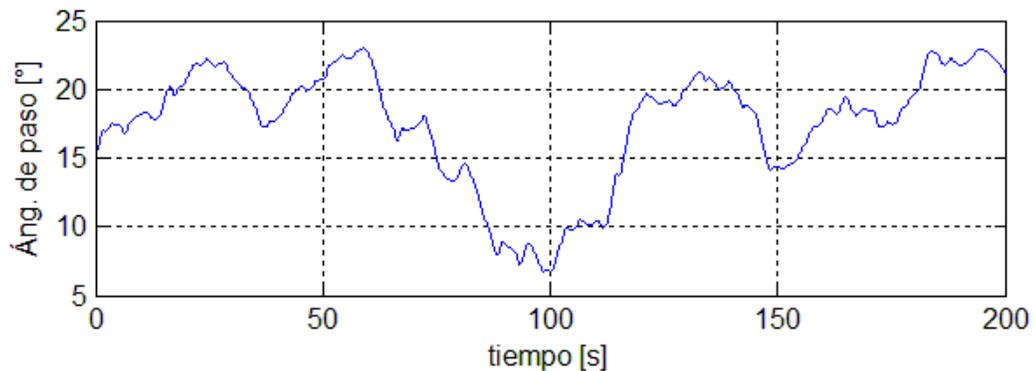


Figura 5-12 Ángulo de paso de **AGp** en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s.

5.5. Comentarios

En general los resultados obtenidos se enmarcan dentro de lo esperado según la bibliografía revisada. Las curvas obtenidas dependen en gran medida de la característica de coeficiente de potencia utilizado, ya que de esta depende la velocidad del rotor y el ángulo de paso que se adopta para una velocidad de viento determinada.

La capacidad de reactivos considera los aerogeneradores ante una operación normal, esto es, con una tensión en bornes constante e igual a 1 pu. Variaciones en la tensión del sistema afectan la capacidad de brindar reactivos de ambas máquinas, disminuyéndola en caso de caídas de voltaje o aumentándola en caso contrario.

En **AGp** es posible disponer de límites en las corrientes de estator y rotor más estrictos que en **AGs**. En caso de hacer esto efectivo, la capacidad de reactivos del primero se vería

disminuida en todo el rango de operación, presentando una característica más débil que **AGs** en la Región I.

En los sistemas simulados, el aporte de reactivos desde el GSC es aprovechado en mayor medida por **AGs**, ya que a velocidades de viento sobre la velocidad de viento nominal presenta diferencias con respecto a la capacidad del GSC de **AGp** de magnitud igual a su capacidad total. Para que sea posible la participación del GSC de **AGp** en la regulación de reactivos operando en la Región III es necesario dimensionar el convertidor para una potencia mayor que la potencia máxima de deslizamiento. Sin embargo, los costos de un convertidor de mayor tamaño pueden no ser justificados si se tiene en consideración que la ocurrencia de velocidades de viento sobre la nominal es baja.

Los resultados de otras variables no mostradas en este capítulo se ilustran en el Anexo C.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

6.1. Conclusiones

El trabajo realizado presenta una revisión de las distintas configuraciones y estrategias que se ven involucradas en el control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG).

En particular se compara la respuesta y el efecto sobre las principales variables del sistema, al considerar una turbina equipada con ángulo de paso variable y una turbina con ángulo de paso fijo. Se obtienen las características de estado estacionario y se simula en el software MATLAB/Simulink el comportamiento dinámico de ambos aerogeneradores ante cambios aleatorios en la velocidad del viento, considerando un escenario con una velocidad media por debajo de la velocidad de viento nominal y otro con una velocidad media por sobre ésta. En el aerogenerador con ángulo de paso variable se implementa un esquema de seguimiento del punto de extracción de máxima potencia (MPPT) basado en la regulación de potencia, haciendo uso de la velocidad de rotación del rotor para determinar la referencia de potencia activa, y se limita potencia a través del control del ángulo de paso de las aspas. El aerogenerador con ángulo de paso fijo considera un esquema MPPT basado en la regulación de velocidad, haciendo uso de los valores de torque mecánico ejercidos sobre el eje de rotación para determinar la referencia de velocidad. Este último aerogenerador limita potencia forzando la operación en la región de pérdida aerodinámica³ de la curva de coeficiente de potencia, a través del control de la velocidad del rotor. También se compara la capacidad de potencia reactiva de ambos aerogeneradores, en los casos de considerar control de reactivos a través del convertidor conectado al lado del generador (RSC), del convertidor conectado al lado de la red (GSC) o de ambos.

Además, brevemente, se exponen ventajas y desventajas estudiadas en la literatura entre aerogeneradores que cuentan con DFIG, aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores que poseen un generador síncrono de imanes permanentes conectado a la red a través de convertidores (*Full Converter PMSG*).

Los resultados obtenidos son aplicables exclusivamente para los parámetros utilizados en los modelos implementados. Entre otros, es importante mencionar que cambios significativos en las respuesta pueden ser ocasionados por:

- Algunas variables dependen en gran medida de la característica de coeficiente de potencia utilizada, ya que según donde se sitúe el máximo de ésta depende la razón de velocidad de punta óptima con la que se determina la velocidad de operación, según el uso de un esquema MPPT.
- La velocidad máxima que alcanza el rotor determina la potencia máxima de deslizamiento⁴ que deben soportar los convertidores y, junto a los límites de

³ Región comprendida por los puntos cuya razón de velocidad de punta es menor a la óptima.

⁴ Potencia de deslizamiento: potencia activa que fluye desde/hacia el rotor del generador hacia/desde la red a través de los convertidores.

corriente impuestos en el diseño del generador, se podría alterar la capacidad de reactivos de cada máquina.

- La variación de las ganancias y otros parámetros de los controladores podrían cambiar de forma considerable la respuesta dinámica de los aerogeneradores, afectando su eficiencia y la carga mecánica a la cual son sometidos.

De todas maneras, es posible establecer conclusiones generales respecto a los sistemas aquí simulados. En primer lugar, de las características de estado estacionario se deriva que la capacidad máxima de los convertidores del aerogenerador con ángulo de paso fijo es aprovechada sólo ante velocidades de viento iguales a la nominal, o ante velocidades de viento que pertenezcan a la Región II de la curva de potencia ideal (ver Figura 2-6) en caso de ser considerada; esto supone que el diseño de este tipo de máquinas podría considerar que el aerogenerador llegue a operar con un deslizamiento mínimo no muy bajo y de esta forma disminuir el tamaño y los costos de los convertidores de potencia.

Otro punto importante es el hecho de que el aerogenerador que no cuenta con ángulo de paso variable en las aspas y posee control de velocidad, debe tolerar torques sobre el eje significativamente mayores a velocidades de viento sobre la nominal, debiendo ser diseñada una estructura con mayor tolerancia a las cargas expuestas. Lo mismo ocurre con las corrientes que deben soportar los devanados del estator, los devanados del rotor y el RSC, los cuales deben ser diseñados para admitir flujos de corriente considerablemente mayores que en un aerogenerador con ángulo de paso variable. En los modelos simulados, las diferencias de torque máximo y magnitud de corriente máxima en el estator, alcanzan el 36%; y las diferencias de corriente máxima en el rotor alcanzan el 31%. Estas características hacen que el tamaño y los costos de una eventual fabricación de un aerogenerador con DFIG con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad aumenten; y es lo que probablemente ha relegado su uso sólo a potencias del orden de los miles de vatios.

Por otro lado, a velocidades de viento sobre la nominal, las pérdidas por fricción del rotor en el aerogenerador con ángulo de paso fijo son menores que las pérdidas en el aerogenerador con control del ángulo de paso, lo que logra disminuir las pérdidas totales en un 8% con respecto al segundo, de acuerdo a los resultados obtenidos, a pesar del aumento en las pérdidas eléctricas por parte del primero. Con esto se puede establecer que aerogeneradores basados en DFIG con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistidos por control de velocidad, alcanzan una mayor eficiencia, siempre y cuando la disminución de las pérdidas mecánicas contrarreste el aumento de las pérdidas eléctricas. Sin embargo, una ventaja comparativa real con respecto a los aerogeneradores con DFIG estándar (con ángulo de paso variable) depende de la distribución de viento del lugar de emplazamiento, ya que esta condición se alcanza sólo a velocidades de viento mayores a la velocidad de viento nominal.

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva, un 89% de la capacidad total del GSC puede ser aprovechada para inyectar o absorber reactivos desde la red, según los resultados obtenidos, considerando una generación de potencia activa de hasta aproximadamente un 60% de la potencia nominal y límites de potencia de los convertidores iguales a la potencia

de deslizamiento máxima. Esto muestra que existe una capacidad potencial de reactivos, que en general no ha sido explotada en los sistemas eléctricos que cuentan con los tipos de aerogeneradores aquí estudiados, y que puede crecer cuanto se estime conveniente al aumentar los límites de potencia y corriente de los convertidores. Pero los fabricantes y empresas generadoras estarán dispuestos a invertir en sistemas de control más complejos y/o convertidores de mayor tamaño a medida que los entes reguladores de los sistemas eléctricos sean más exigentes con respecto a la respuesta de los parques eólicos ante perturbaciones, o cuando existan los incentivos suficientes para ello.

La utilización de aerogeneradores con limitación de potencia a través del control de velocidad permitiría incluso aprovechar gran parte de la capacidad del GSC, en porcentajes cercanos al mencionado en el párrafo anterior, para el control de reactivos de la red en una amplia extensión de la Región III.

De las simulaciones realizadas con velocidades de viento variable, en la operación ante velocidades de viento por debajo de la nominal, se puede concluir según los resultados expuestos que la implementación de un esquema MPPT mediante la regulación de velocidad a través de la estimación de los valores de torque mecánico instantáneos, permite obtener un seguimiento más exacto del valor del coeficiente de potencia óptimo, en comparación al esquema MPPT mediante regulación de potencia basado en la velocidad de rotación del generador. La respuesta del primer esquema mencionado está sujeta a los filtros utilizados en la determinación de la referencia de velocidad y al ajuste del contralor. Sin embargo, una mejora en la eficiencia implica someter al rotor de la máquina a mayores esfuerzos, lo que supone un compromiso entre ambos aspectos. Lo establecido en este párrafo es independiente de la utilización o no utilización del control del ángulo de paso, en velocidades de viento mayores, para limitar la potencia del aerogenerador.

En la operación ante velocidades de viento por sobre la nominal, de las simulaciones realizadas se desprende que la calidad de la potencia activa generada es a simple vista mejor por parte del aerogenerador con limitación de potencia a través del control del ángulo de paso, al mantener la potencia activa en un valor casi constante. Por otro lado, el aerogenerador con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad, somete al rotor a altas cargas al tener que modificar bruscamente el torque electromagnético ejercido sobre el rotor para mantener una velocidad constante.

6.2. Trabajo futuro

Se proponen los siguientes temas para ser abordados en trabajos futuros:

- Realizar un análisis técnico-económico para determinar hasta qué niveles de potencia resulta factible, según las condiciones de viento chilenas, la construcción de aerogeneradores de velocidad variable basados en generadores doblemente alimentados con limitación de potencia por pérdida aerodinámica asistida por control de velocidad.

- Estudiar posibles mejoras de la respuesta ante perturbaciones de alguno de los sistemas eléctricos chilenos al incorporar control de reactivos desde el convertidor conectado al lado de la red en parques eólicos que dispongan de aerogeneradores basados en generadores doblemente alimentados.
- Estudiar y comparar la respuesta ante perturbaciones de alguno de los sistemas eléctricos chilenos al considerar estrategias de control de potencia activa basadas en distintos esquemas de regulación de potencia y velocidad en parques eólicos que dispongan de aerogeneradores basados en generadores doblemente alimentados.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «World Wind Energy Association, Half-year Report 2012,» Octubre 2012. [En línea]. Available: http://www.wwindea.org/webimages/Half-year_report_2012.pdf. [Último acceso: 2013].
- [2] «BP Statistical Review of World Energy,» Junio 2012. [En línea]. Available: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/renewables_section_2012.pdf. [Último acceso: 2013].
- [3] A. Olivares S. y P. Maldonado G., «Centro de Energías Renovables,» 2013. [En línea]. Available: <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2013/03/Reporte-20121.pdf>. [Último acceso: 2013].
- [4] F. D. Bianchi, H. De Batista y R. J. Mantz, Wind Turbine Control Systems, Springer, 2007.
- [5] A. Wulf, «Metodología para Proyectos de Centrales Eolo-eléctricas con Generador Doblemente Alimentado,» Memoria de Ingeniería Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago, 2012.
- [6] A. Peterson, «Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generator for Wind Turbines,» Tesis de Doctorado, División de Ingeniería Eléctrica de Potencia, Departamento de Energía y Medioambiente, Chalmers University of Technology, Goteborg, Suecia, 2005.
- [7] M. P. Comech, «Análisis y Ensayo de Sistemas Eólicos ante Huecos de Tensión,» Tesis de Doctorado, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, España, 2007.
- [8] «Componentes de un aerogenerador,» [En línea]. Available: <http://www.renovables-energia.com/2009/09/componentes-de-un-aerogenerador/>.
- [9] P. Fernández Díez, «Energía Eólica,» [En línea]. Available: <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=16>.
- [10] I. Boldea, Synchronous Generators, Taylor & Francis Group, 2006.
- [11] S. A. Nasar y I. Boldea, The Induction Generator Machine Handbook, CRC Press, 2002.
- [12] S. Li y T. Haskew, «Analysis of Decoupled d-q Vector Control in DFIG Back-to-Back PWM Converter,» de *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [13] M. Kayikci y J. Milanovic, «Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, nº 2, pp. 389-396, 2007.
- [14] R. Aghatehrani, L. Fan y R. Kavasseri, «Coordinated Reactive Power Control of DFIG Rotor and Grid Sides Converters,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [15] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Pearson Education, 2008.
- [16] M. Cuevas, «Control Vectorial de un Motor de Inducción Doble Alimentado,» Tesis de Magister en Ingeniería Electrónica, Centro Nacional de Investigación y

- Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, México, 2003.
- [17] I. Gamarra, «Control de un Generador Doblemente Alimentado para Turbinas Eólicas,» Proyecto de fin de carrera de Ingeniería Técnica Industrial, Universidad Politécnica de Cataluña, Cataluña, España, 2009.
 - [18] E. Sierra, «Análisis del Diseño y Control de un Generador Trifásico Doblemente Alimentado,» Memoria de Ingeniería Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2012.
 - [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc, 1993.
 - [20] J. Zhang, M. Cheng, Z. Chen y X. Fu, «Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines,» de *DRPT*, 2008.
 - [21] B. Al Zahawi, B. Jones y W. Drury, «Analysis and simulations of static Kramer drive under steady-state conditions,» *IEE PROCEEDINGS*, vol. 136, nº 6, pp. 281-291, 1989.
 - [22] T. Wildi, *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, 5th ed., Pearson Education, 2002.
 - [23] C. Knowles-Spittle, B. Al Zahawi y N. MacIsaac, «Simulation and analysis of 1.4 MW static Scherbius drive with sinusoidal current converters in the rotor circuit,» de *Power Electronics and Variable Speed Drives*, 1998.
 - [24] P. W. Wheeler, J. Rodríguez, J. C. Clare, L. Empringham y A. Weinstein, «Matrix Converters: A Technology Review,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, nº 2, 2002.
 - [25] L. Wei y T. A Lipo, «A Novel Matrix Converter Topology With Simple Commutation,» de *IEEE Industry Applications Conference*, 2001.
 - [26] J. Jeong, Y. Ju y B. Han, «Wind Power System using Doubly-Fed Induction Generator and Matrix Converter with Simple Modulation Scheme,» de *IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2009.
 - [27] J. Amini, R. Kazemzahed y H. Madadi, «Performance Enhancement of Indirect Matrix Converter Based Variable Speed Doubly-Fed Induction Generator,» de *1st Power Electronic & Drive Systems & Technologies Conference*, 2010.
 - [28] R. Pena, J. Clare y G. Asher, «Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energt generation,» *IEE Proc-Electr.*, vol. 143, nº 3, pp. 231-241, 1996.
 - [29] J. Martinez Garcia, «Fault Current Signatures of DFIG Wind Turbines (Vestas),» 2009. [En línea]. Available: <http://www.pes-psrc.org/c/C17/TAM%20Session%200409%20Vestas%20Fault%20Current%20Signatures%20of%20DFIG%20Wind%20Turbines%20Garcia.pdf>. [Último acceso: 2013].
 - [30] L. Haihui, Y. Zhenhuen, W. Lixiang, R. Kerkman, R. Lukaszewski y A. Ahmed, «LVRT performance limit of DFIG with traditional AC crowbar and DC-link brake approach,» de *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2012.
 - [31] K. Okedu, «Protection schemes for DFIG considering rotor current and DC-link voltage,» de *International Conference on Electrical Machines and Systems*

(ICEMS), 2011.

- [32] S. Li, R. Chaloo y M. J. Nemmers, «Comparative Study of DFIG Power Control Using Statot-Voltage and Stator-Flux Oriented Frames,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [33] A. Petersson, L. Harnfors y T. Thiringer, «Comparison Between Stator-Flux and Grid-Flux-Oriented Rotor Current Control of Doubly-Fed Induction Generators,» de *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2004.
- [34] S. Li y S. Sinha, «A Simulation Analysis od Doubly-Fed Induction Generator for Wind Energy Conversion Using PSpice,» de *IEEE PES General Meeting*, 2006.
- [35] N. Janssens, G. Lambin y N. Bragard, «Active Power Control Strategies of DFIG Wind Turbines,» de *IEEE Power Tech*, 2007.
- [36] V. Galdi, A. Piccolo y P. Siano, «Designing an Adaptative Fuzzy Controller for Maximum Wind Energy Extraction,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, nº 2, 2008.
- [37] S. Li, T. Haskew y E. Muljadi, «Integrative Characteristic Evaluation of DFIG Maximum Power Extraction using Lookup Table Approach,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [38] X. Zhen, Z. Xing, Y. Shuying, L. Qin y Z. Wenfeng, «Study on Control Strategy of Maximum Power Capture for DFIG in Wind Turbine System,» de *2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 2010.
- [39] L. Sun, Z. Mi, Y. Yu, T. Wu y T. Haifeng, «Active Power and Reactive Power Regulation Capacity Study of DFIG Wind Turbines,» de *Sustainable Power Generation and Supply*, 2009.
- [40] J. Fang, G. Li, X. Liang y M. Zhou, «An Optimal Control Strategy for Reactive Power in Wind Farms Consisting of VSCF DFIG Wind Turbine Generator Systems,» de *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011.
- [41] L. Zhang, X. Jin y L. Zhan, «Reactive Power Control of Doubly Fed Induction Generator during Grid Voltage Dips,» de *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2012.
- [42] Y.-z. Sun, Z.-s. Zhang, G.-j. Li y J. Lin, «Review on Frecuency Control of Power Systems with Wind Power Penetration,» de *International Conference on Power System Technology*, 2010.
- [43] E. Loukarakis, I. Margaris y P. Moutis, «Frequency control support and participation methods provided by wind generation,» de *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009.
- [44] S. Singh, J. Ostergaard y B. Singh, «Reactive power capability of unified DFIG for wind power generation,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [45] S. Muller, M. Deicke y R. De Doncker, «Doubly fed induction generator systems for wind turbines,» *Industry Applications Magazine, IEEE*, vol. 8, pp. 26-33, 2002.
- [46] T. Thriringer y J. Linders, «Control by variable rotor speed of a fixed-pitch wind

- turbine operating in a wide speed range,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, n° 3, 1993.
- [47] M. Singh, V. Khadkikar y A. Chandra, «Grid synchronisation with harmonics and reactive power compensation capability of a permanent magnet synchronous generator-based variable speed wind energy conversion system,» *IET Power Electron*, vol. 4, pp. 122-130, 2011.
- [48] S. Grabic y V. Katic, «A comparison and trade-offs between induction generator control options for variable speed wind turbine applications,» de *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2004.
- [49] R. Mittal, K. Sandhu y D. Jain, «Low Voltage Ride-Through (LVRT) of Grid Interfaced Wind Driven PMSG,» *Asian Research Publishing Network (ARPN)*, vol. 4, n° 5, 2009.
- [50] H. Zeng, Y. Zhu y J. Liu, «Verification of DFIG and PMSG wind turbines' LVRT characteristics through field testing,» de *IEEE Power System Technology (POWERCON)*, 2012.
- [51] Reportlinker.com, «Reportlinker.com,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.reportlinker.com/p01050260-summary/Global-and-China-Permanent-Magnet-Industry-Report.html>.
- [52] M. Masterman, «Aussie Magnets,» 2011. [En línea]. Available: <http://aussiemagnets.com.au/pages/Rare-Earth-Magnet-Price-Increases.html>.
- [53] A. Rolán, A. Luna, G. Vásquez, D. Aguilar y G. Azevedo, «Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator,» de *ISIE*, 2009.
- [54] MATLAB, *Wind Turbine*, Ubicación: Help/SimPowerSystems/Blocks/Applications/Distributed Resources (DR)/Wind Turbine, 2009.
- [55] M. Poller, «Doubly-fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms,» de *Power Tech Conference Proceedings*, 2003.
- [56] A. Luna, F. Lima, P. Rodriguez, E. Watanabe y R. Teodorescu, «Comparison of Power Control Strategies for DFIG Wind Turbines,» de *IECON*, 2008.
- [57] H. Djeghloud, A. Bentounsi y H. Benalla, «Simulation of a DFIG-based wind turbine with active filtering function using Matlab/Simulink,» de *ICEM*, 2010.
- [58] Y. Jiang y Q. Zhang, «Research on the control strategy of wind turbines with a doubly-fed generator and its simulation,» de *The 6th International Forum on Strategic Technology*, 2011.
- [59] C. Kang, X. Feng, F. Yongjie y Y. Yuehai, «Comparative simulation of dynamic characteristics of Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator based on RTDS and MATLAB,» de *POWERCON*, 2010.
- [60] J. Thongam, P. Bouchard, R. Beguenane, A. Okou y A. Merabet, «Control of Variable Speed Wind Energy Conversion System Using a Wind Speed Sensorless Optimum Speed MPPT Control Method,» de *IECON*, 2011.
- [61] E. Billy Muhando, T. Senjyu, A. Uehara, T. Funabashi y C.-H. Kim, «LQG Design for Megawatt-Class WECS With DFIG Based on Functional Models' Fidelity

- Prerequisites,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, nº 4, 2009.
- [62] J. Sloopweg, H. Polinder y W. Kling, «Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, nº 4, 2003.
- [63] A. Hwas y R. Katebi, «Wind Turbine Control Using PI Pitch Angle Controller,» de *IFAC Conference on Advances in PID Control*, Brescia, Italia, 2012.
- [64] R. Teodorescu, M. Liserre y P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [65] «Doubly-Fed Induction Generator,» [En línea]. Available: http://www.plexim.com/downloads/plecs_examples_dfig.html .
- [66] D. Fuentes, «Servicios Complementarios,» Apuntes del curso Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos, Universidad de Chile, 2011.
- [67] «LTi Reenergy,» [En línea]. Available: http://reenergy.lti.com/downloads/productflyer_wind_e.pdf.
- [68] R. Peña, R. Cárdenas, E. Reyes, J. Clare y P. Wheeler, «Control of a Doubly Fed Induction Generator via an Indirect Matrix Converter With Changing DC Voltage,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 10, 2011.
- [69] «National Grid,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/>.
- [70] P. Baillarie, «Diseño de Aerogeneradores con Imanes Permanentes para Aplicaciones en Electrificación Rural,» Memoria de Ingeniería Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2007.
- [71] A. Perdana, «Dynamic Models of Wind Turbines,» Tesis de Doctorado, División de Ingeniería Eléctrica de Potencia, Departamento de Energía y Medioambiente, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2008.
- [72] M. Seyedi, «Evaluation of the DFIG Wind Turbine Built-in Model in PSS/E,» Tesis de Magister de Ingeniería Eléctrica de Potencia, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2009.
- [73] C. Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» 2009. [En línea]. Available: http://www.cne.cl/images/stories/normativas/otros%20niveles/electricidad/NT_de_SyCS_2010_Modif.Rex442.pdf.

ANEXO A: Bloques implementados en MATLAB/Simulink

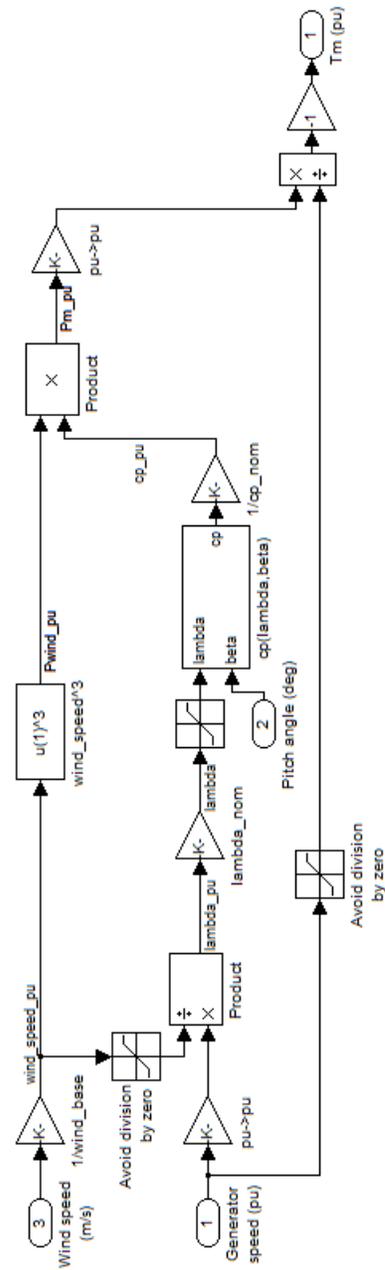


Figura A- 1 Sistema *Wind Turbine* de la biblioteca de MATLAB/SimPowerSystems.

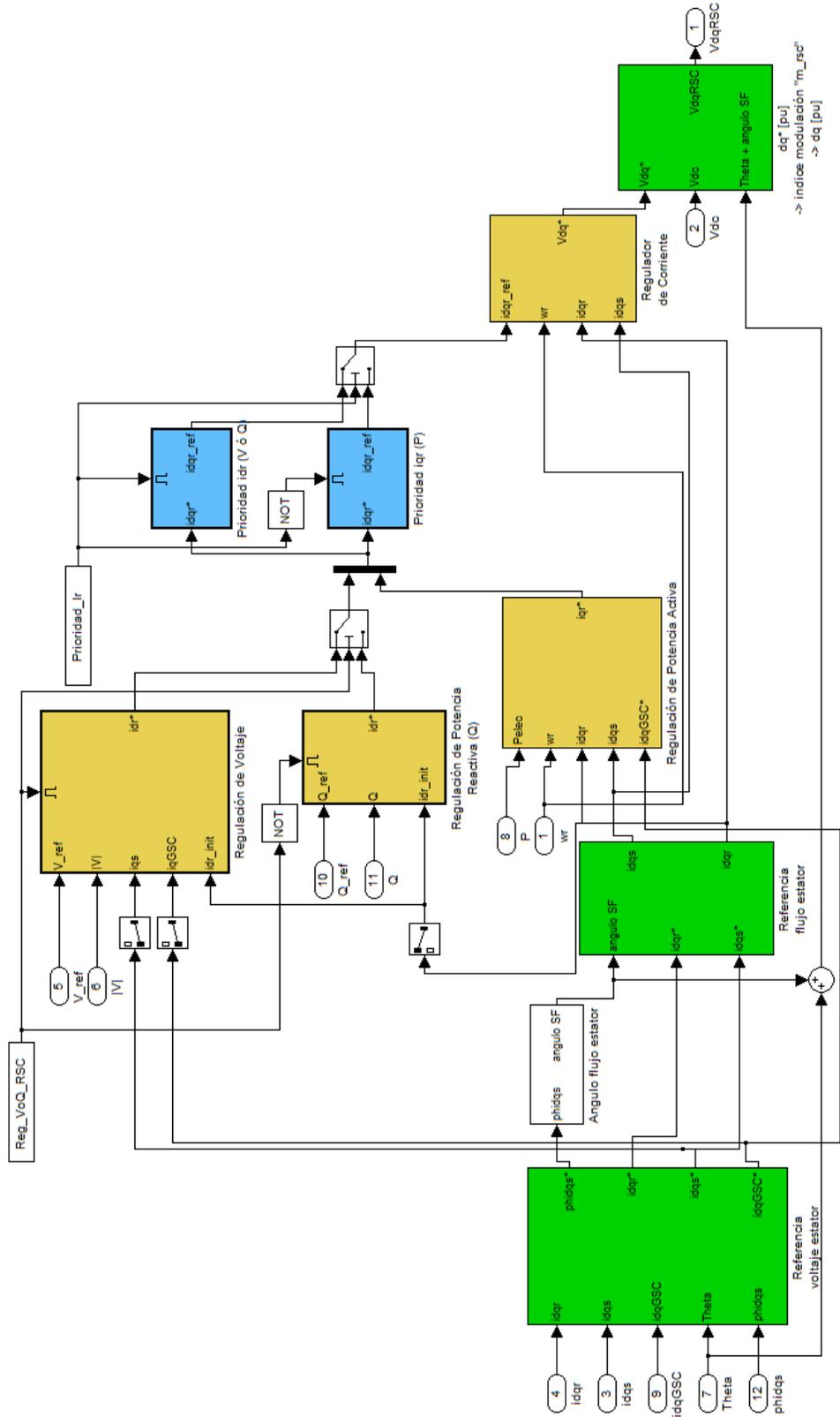


Figura A- 2 Bloques de control del RSC de **AGP** implementados en MATLAB/Simulink.

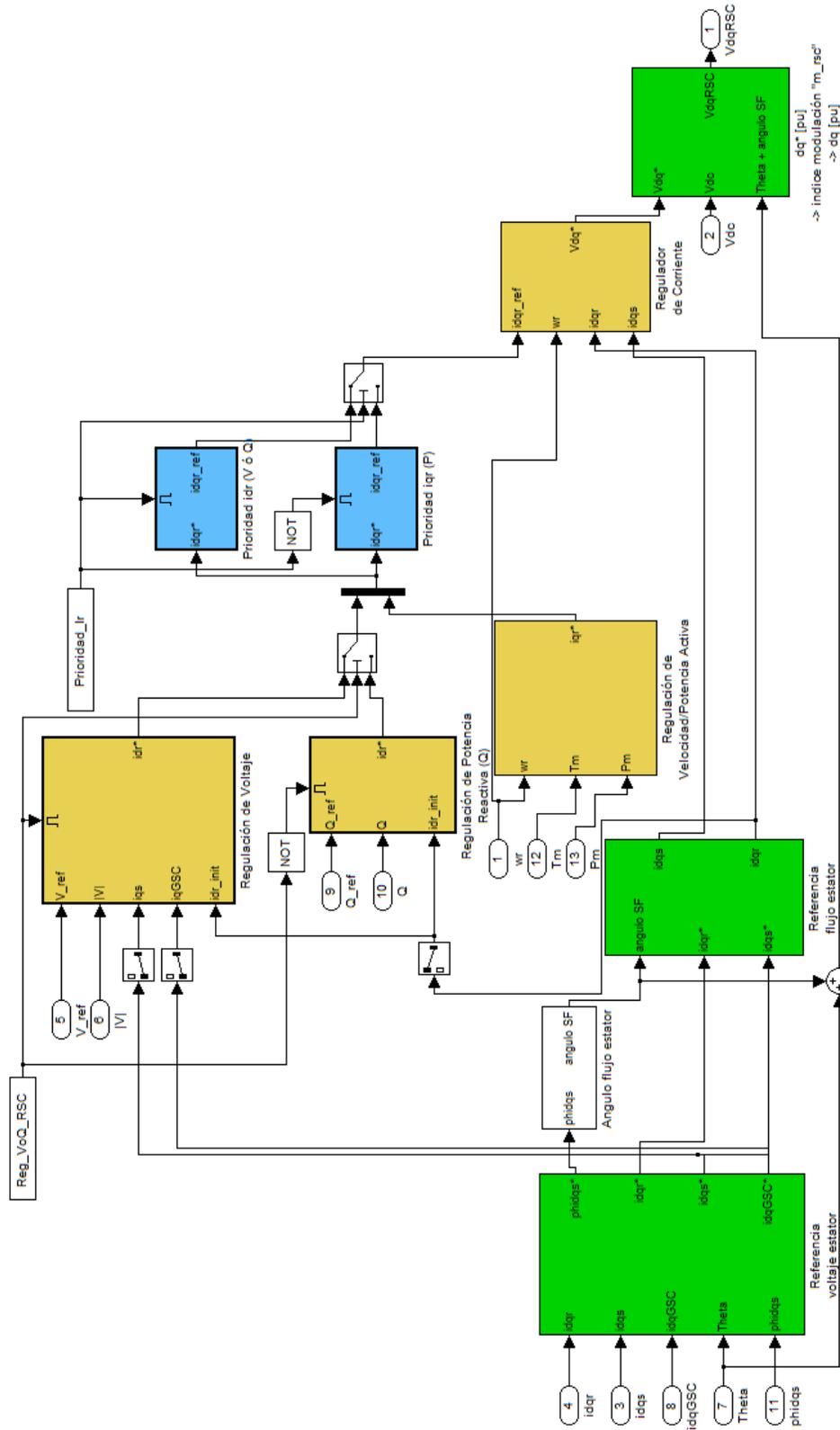


Figura A- 3 Bloques de control del RSC de AGs implementados en MATLAB/Simulink.

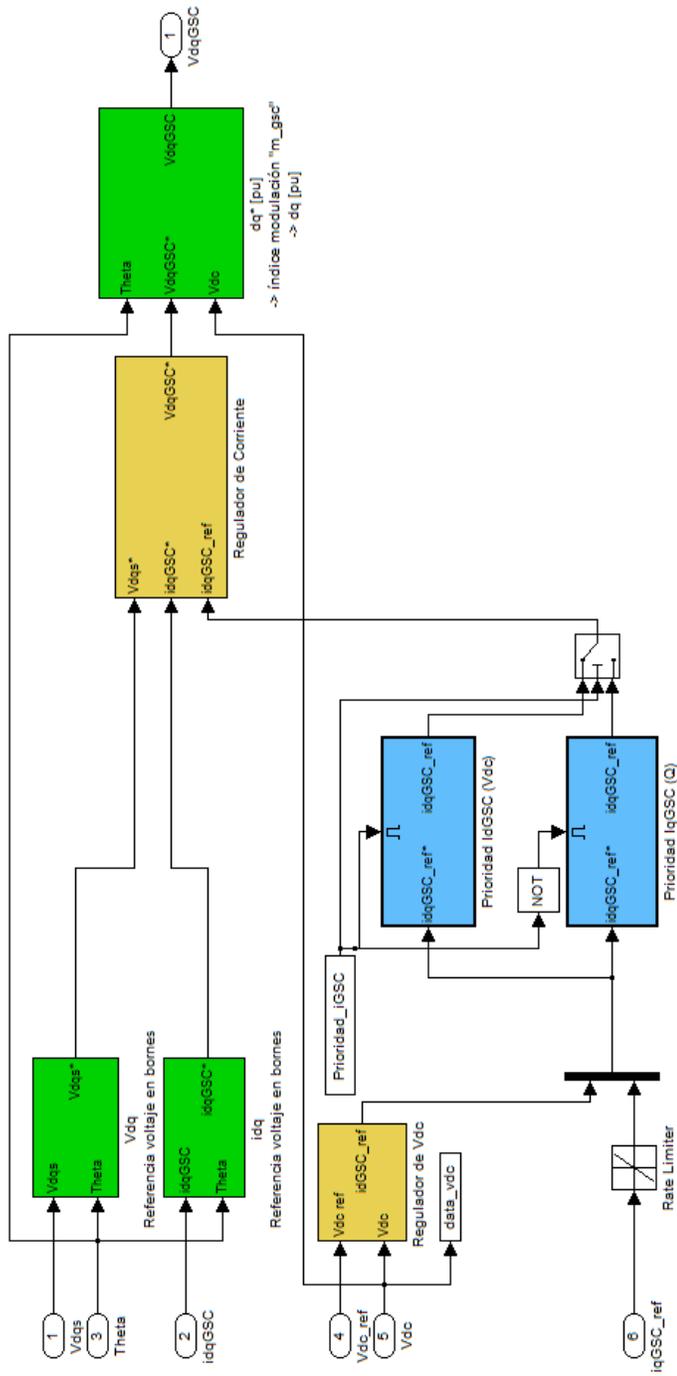


Figura A- 4 Bloques de control del GSC de **AGp** y **AGs** implementados en MATLAB/Simulink.

ANEXO B: Parámetros de la simulación

Parámetro	Descripción	Valor
P_m^{nom}	Potencia mecánica nominal [kW]	1500
P^{base}	Potencia base del generador eléctrico [kW]	1500
v_v^{nom}	Velocidad de viento nominal [m/s]	10,3
P_m^{max}	Máxima potencia a velocidad de viento nominal [pu de P_m^{nom}]	1
$\omega_r^{base_tur}$	Velocidad de rotación base [pu de velocidad base del generador]	1,3
C_p^{nom}	Coefficiente de potencia nominal	0,48
λ^{nom}	Razón de velocidad de punta nominal	8,1

Tabla A- 1 Parámetros de modelo de la turbina.

Parámetro	Descripción	Valor
P^{nom}	Potencia eléctrica nominal [kW]	1500
P^{base}	Potencia base [kW]	1500
V^{nom}	Voltaje nominal [V] (rms fase-fase)	690
f^{nom}	Frecuencia nominal [Hz]	50
ω_r^{nom}	Velocidad de rotación nominal [pu]	1,3
ω^{base}	Velocidad base del generador [rad/s]	100π
r_s	Resistencia de estator [pu]	0,00706
L_{ls}	Inductancia propia de estator [pu]	0,171
r_r	Resistencia de rotor [pu]	0,005
L_{lr}	Inductancia propia de rotor [pu]	0,156
L_m	Inductancia mutua [pu]	2,9
H	Constante de inercia [s]	5,04
c_f	Coefficiente de fricción [pu]	0,01

Tabla A- 2 Parámetros de modelo del generador de inducción y RSC.

Parámetro	Descripción	Valor
V_{dc}^{nom}	Voltaje nominal de enlace de corriente continua [V]	1200
C	Capacitancia de enlace de corriente continua [μC]	10000
R	Resistencia rama R-L del GSC [pu]	0,0015
L	Inductancia rama R-L del GSC [pu]	0,15

Tabla A- 3 Parámetros de modelo del GSC y enlace de corriente continua.

Parámetro	Descripción	Valor
V_{oQ}	Modo de control de reactivos (1=Reg. tensión; 0=Reg. potencia reactiva)	0
k_{pQ}	Ganancia proporcional regulador de potencia reactiva	0,05
k_{iQ}	Ganancia integral regulador de potencia reactiva	5
k_{pP}	Ganancia proporcional regulador de potencia activa de AGp	1
k_{iP}	Ganancia integral regulador de potencia activa de AGp	100
k_{pwr}	Ganancia proporcional regulador de velocidad de AGs	-400
k_{iwr}	Ganancia integral regulador de velocidad de AGs	4
ω_c	Frecuencia de corte filtro pasa bajos - referencia regulador de velocidad de AGs [rad/s]	0,1
ω_{c2}	Frecuencia de corte filtro pasa bajos - referencia regulador de velocidad de AGs (Caso 2) [rad/s]	0,3
k_{pirsc}	Ganancia proporcional regulador de corriente	0,3
k_{iirsc}	Ganancia integral regulador de corriente	8
$prio_{ir}$	Prioridad corriente rotor (1=idr; 0=iqr)	0
i_r^{max}	Corriente de referencia máxima [pu]	1,3

*Caso 2: regulador de velocidad ajustado para mejor seguimiento de la velocidad óptima.

Tabla A- 4 Parámetros de sistema de control del RSC.

Parámetro	Descripción	Valor
k_{pdc}	Ganancia proporcional regulador de potencia reactiva	0,002
k_{idc}	Ganancia integral regulador de potencia reactiva	0,05
k_{pigsc}	Ganancia proporcional regulador de corriente	1
k_{iigsc}	Ganancia integral regulador de corriente	100
$prio_{igsc}$	Prioridad corriente rotor (1=idgsc; 0=iqgsc)	1
i_{gsc}^{max}	Corriente de referencia máxima [pu]	0,3

Tabla A- 5 Parámetros de sistema de control del GSC.

Parámetro	Descripción	Valor
ω_r^{max}	Referencia de velocidad de rotación [pu]	1,3
$\Delta\beta^{max}$	Velocidad máxima de cambio del ángulo de paso [°/s]	8
$\Delta\beta^{min}$	Velocidad mínima de cambio del ángulo de paso [°/s]	-8
β^{max}	Ángulo de paso máximo [°]	30
β^{min}	Ángulo de paso mínimo [°]	0
T_{servo}	Constante de tiempo de sistema mecánico de actuador [s]	0,2
$K_{p\beta}$	Ganancia proporcional de control del ángulo de paso	200
$K_{i\beta}$	Ganancia integral de control del ángulo de paso	5

Tabla A- 6 Parámetros de sistema de control del ángulo de paso.

ANEXO C: Resultados

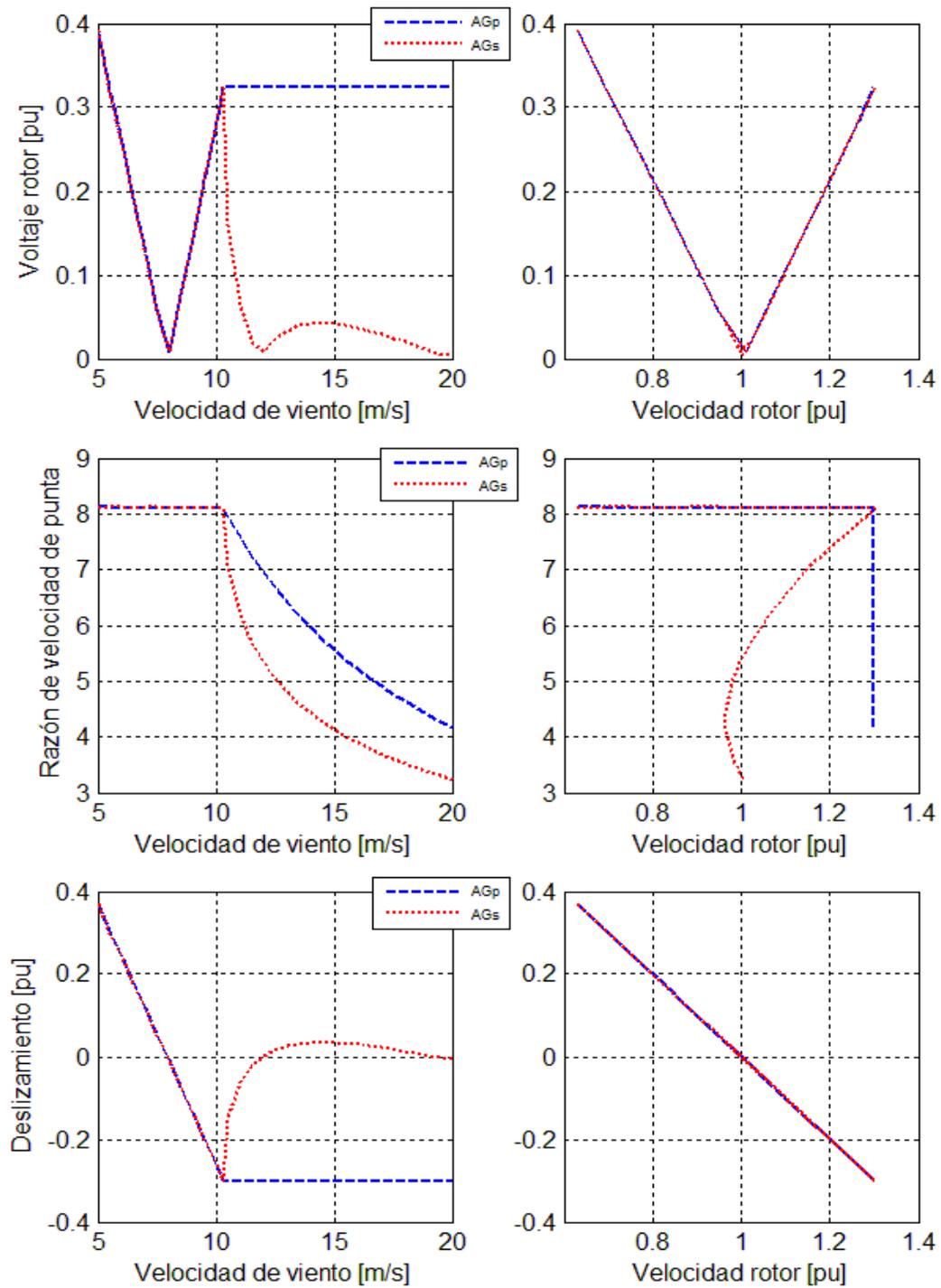


Figura A- 5 Características de estado estacionario de **AGp** y **AGs**: Voltaje del rotor (superior), razón de velocidad de punta (central) y deslizamiento (inferior).

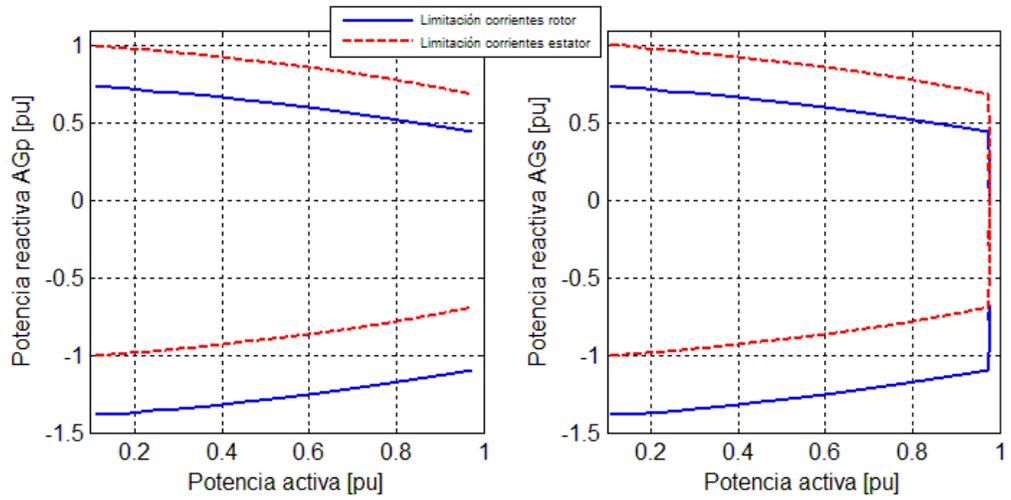


Figura A- 6 Limitaciones de potencia reactiva en el estator de **AGp** (izquierda) y **AGs** (derecha) en función de la inyección de potencia activa dadas por las corrientes máximas de estator y de rotor.

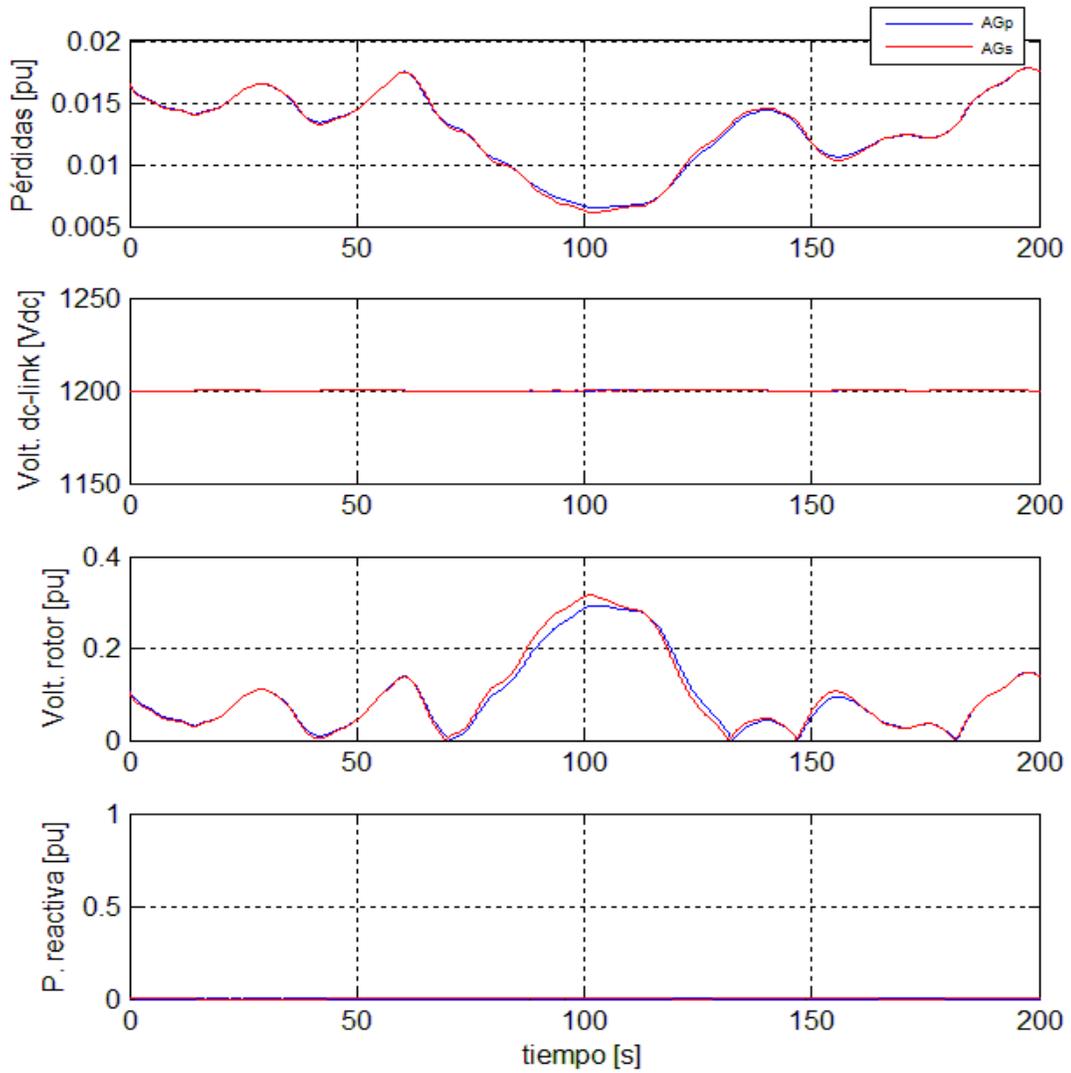


Figura A- 7 Otras variables de **AGp** y **AGs** en simulación con velocidad media del viento de 8 m/s. Los gráficos en orden descendente corresponden a: pérdidas totales de potencia, voltaje continuo de enlace de corriente continua, voltaje del rotor y potencia reactiva.

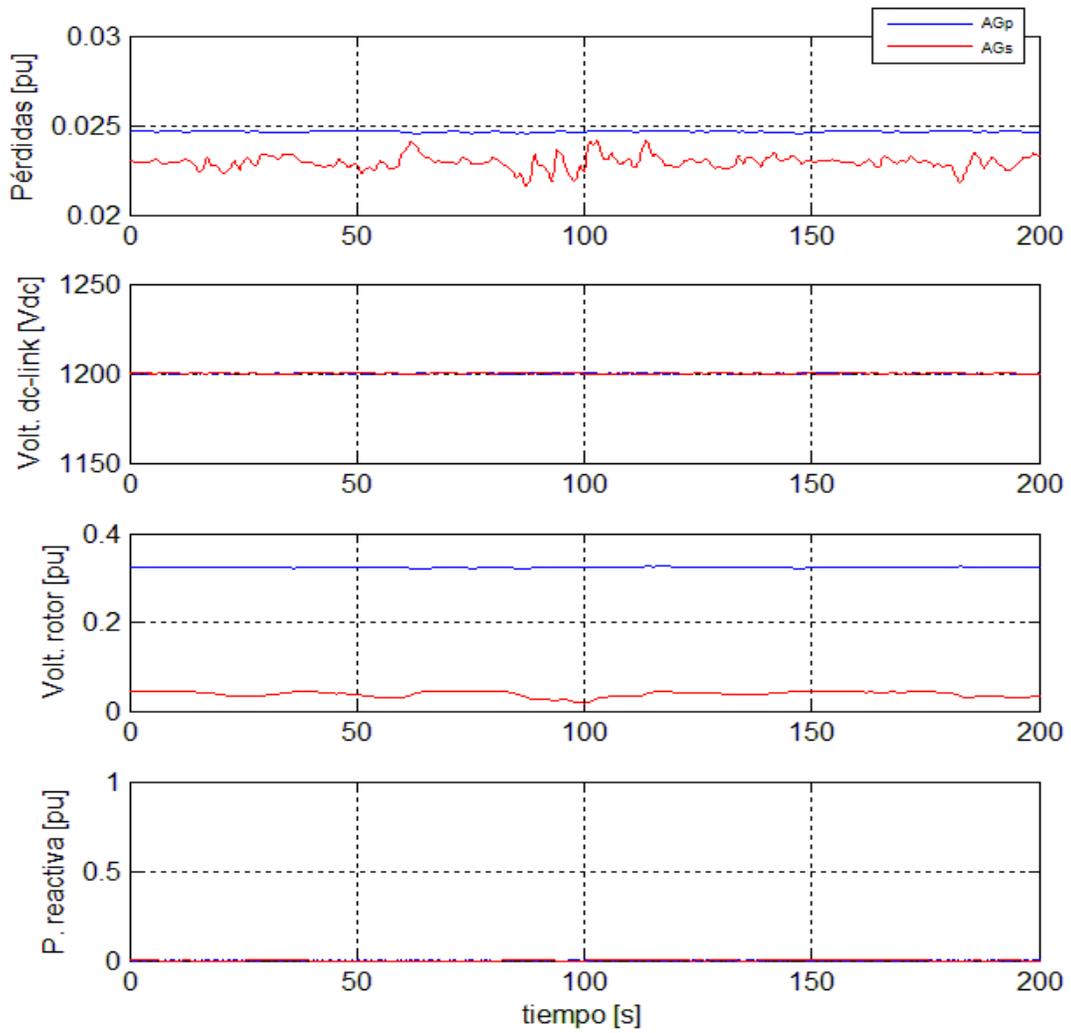


Figura A- 8 Otras variables de **AGp** y **AGs** en simulación con velocidad media del viento de 15,5 m/s. Los gráficos en orden descendente corresponden a: pérdidas totales de potencia, voltaje continuo de enlace de corriente continua, voltaje del rotor y potencia reactiva.

ANEXO D: Transformación de Park

La transformación de Park es de gran utilidad para el estudio de variables eléctricas trifásicas. Permite la representación de vectores de tres componentes sinusoidales, de un sistema de coordenadas ortogonales abc , en un sistema de referencia ortogonal y giratorio de ejes $dq0$. Si los vectores trifásicos giran a una velocidad compuesta sólo por la frecuencia fundamental y si el sistema coordinado $dq0$ gira a esta misma velocidad, entonces los vectores resultantes son de componentes con valores constantes, lo que facilita su tratamiento matemático. Por otro lado, si además el vector de coordenadas abc es equilibrado, entonces permite reducir el número de componentes en el sistema rotativo, obteniendo sólo dos (dq).

Para facilitar su comprensión, en la Figura A- 9 se puede visualizar los ejes de un sistema de coordenadas abc y dq en caso de considerar un sistema trifásico equilibrado.

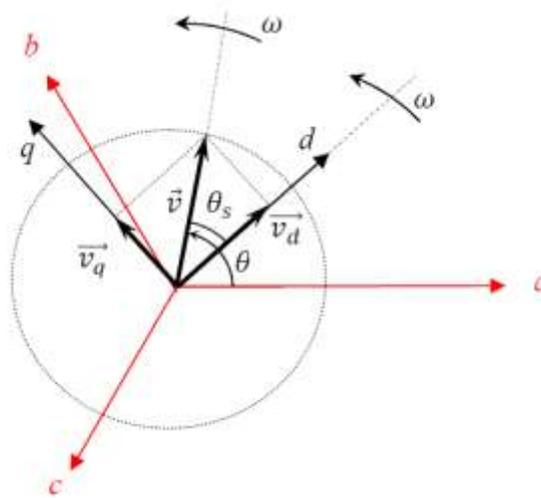


Figura A- 9 Sistemas de referencia dq y abc de secuencia directa.

La transformación desde el eje de coordenadas abc hacia el sistema de coordenadas $dq0$ se logra mediante la matriz $[T_\theta]$, según [64]:

$$v_{dq0} = [T_{dq0}]v_{abc}$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$$

Donde θ es el ángulo entre el eje estacionario a y el eje giratorio d . Para pasar del sistema $dq0$ al sistema abc se utiliza la matriz inversa $[T_\theta]^{-1} = [T_\theta]^T$.

El factor $\sqrt{\frac{2}{3}}$ presente en la matriz de transformación puede ser cambiado por $\frac{2}{3}$ o simplemente 1, alterando el escalado de los vectores entre un sistema y otro, y las ecuaciones para el cálculo de la potencia activa y reactiva en el sistema móvil.