



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – CONTROL

CONTROL DE UN AEROGENERADOR DFIG
SIN VARIAR EL ÁNGULO DEL ASPA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
INDIRA XOCHQUETZAL ALCAIDE GODINEZ

TUTOR
DR. LUIS AGUSTÍN ÁLVAREZ-ICAZA LONGORIA, INSTITUTO DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Gerardo René Espinosa Pérez

Secretario: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz

Vocal: Dr. Luis Agustín Álvarez-Icaza Longoria

1er. Suplente: Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado

2o. Suplente: Dr. Raúl Garduño Ramírez

La tesis se realizó en el Instituto de Ingeniería de la UNAM.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Luis Agustín Álvarez-Icaza Longoria

Agradecimientos

A Jah.

A mis papás Moy y Juany que siempre me demuestran que me aman y me apoyan . Yo también los amo.

A mi hermana y mejor amiga Llubby que iniciará su maestría pronto.

A mi hermano Richi que sigue siendo el hermano más noble.

A mi hermano Maizito que está en la búsqueda de su ser y existir, ánimo.

A Nicté y Fer, mis incondicionales.

A mis amigos-compañeros: Adrián, Miguel, Leonel, Missi, Edgar, Paco, Aldo, Memo, Ceci, Jesús, Aldo y Memo.

A mis otros amigos con quienes conté en esta etapa: Nancy, Mari, Pepe, Lizi, Cris y Bety.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

A los profesores del Colegio de Control de la UNAM, especialmente a mi tutor de tesis (papá académico) Dr. Luis Álvarez-Icaza por su paciencia y disposición.

Resumen

En la actualidad, la demanda de energía eléctrica en el mundo crece considerablemente día con día. La mayoría de las unidades generadoras de energía eléctrica utilizan combustibles derivados del petróleo (ciclo combinado, turbinas de gas y termoeléctricas), lo cual implica una gran dependencia de una materia prima finita. Una alternativa viable es la generación basada en energía eólica por ventajas como: 1) Mínimo impacto ambiental (no hay gases de efecto invernadero) y 2) El “combustible” (viento) existe en abundancia, es renovable y gratis. La tecnología de aerogenerador más popular comercialmente es una turbina de eje horizontal (HAWT) de velocidad variable con un generador doble alimentado (DFIG).

La operación, la eficiencia y la integridad física de un aerogenerador depende en amplia medida del sistema de control. Por esta razón, en este trabajo de tesis propone una estrategia de control para el grupo turbina-generador que satisfaga algunos de los objetivos principales del control regulatorio: 1) Máxima eficiencia de energía (RII), 2) Minimizar cargas mecánicas (RIII), y 3) Garantizar f.p. unitario en el estator, sin necesidad del MPA (mecanismo de posicionamiento del aspa). Esta estrategia de control es llamada *stall* regulado, sin variar el ángulo del aspa.

La estrategia sin variar el ángulo del aspa genera una turbulencia controlada detrás de las aspas, la cual disminuye la eficiencia de la turbina e impide que esta produzca más potencia de la capacidad nominal del generador. Para verificar la eficacia de esta estrategia se le compara con un control PI para la variación de ángulo de aspa que considera además el tiempo de respuesta para el actuador mecánico que posiciona el aspa. El control de la máquina eléctrica en ambos casos, con y sin variación de ángulo de aspa, se realiza a través de un control basado en pasividad que garantiza seguimiento de la velocidad angular y garantiza factor de potencia unitario en el lado del estator. Se presentan simulaciones que demuestran que es posible generar potencia nominal manteniendo el ángulo del aspa fijo y con un buen seguimiento de velocidad angular del generador eléctrico.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN	23
1.1. Antecedentes	23
1.2. Necesidad tecnológica	24
1.3. Estado del arte	27
1.4. Propuesta de solución	29
1.5. Objetivo y alcance	30
1.6. Estructura de la tesis	31
2. EL AEROGENERADOR DFIG Y SU SISTEMA DE CONTROL	33
2.1. Turbina eólica	34
2.2. Generador eléctrico	38
2.3. Control típico de un DFIG	40
2.3.1. Control par del generador	41
2.3.2. Control del aspa	43
2.4. Estrategia de control propuesta	44
2.4.1. Para la Región II: Seguimiento de punto máximo de eficiencia (MPPT)	45
2.4.2. Para la Región III: Sin variar el ángulo del aspa (<i>stall</i> regulado) . .	45
2.5. Análisis estático de un aerogenerador DFIG con aspa fija	47
2.5.1. Caso de estudio: Aerogenerador 1.5s de GE	51
3. MODELO Y CONTROL DEL AEROGENERADOR	57
3.1. Modelo matemático del aerogenerador	57
3.1.1. Modelo de la turbina	57
3.1.2. Modelo del generador	60
3.2. Estimación paramétrica de la turbina	62
3.2.1. Ley de adaptación por mínimos cuadrados con normalización	62

3.2.2.	Observadores de v_w y r	63
3.2.3.	Demostración de convergencia paramétrica en la RII	63
3.2.4.	Estimación de parámetros de la turbina de 1.5 MW	65
3.3.	Control del aerogenerador para las Regiones II y III	66
3.3.1.	Controlador basado en pasividad	66
3.3.2.	Referencias de velocidad angular con parámetros conocidos	69
3.3.3.	Referencias de velocidad angular con parámetros desconocidos	69
4.	SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	71
4.1.	Bloques del primer nivel de la programación y descripción de las pruebas	71
4.2.	Control en la Región II basado en el MPPT	75
4.3.	Control en la Región III variando y sin variar el aspa	83
4.4.	Comparación de las estrategias de variar y sin variar el ángulo del aspa	88
5.	CONCLUSIONES	93
5.1.	Resumen	93
5.2.	Producto Final	94
5.3.	Conclusiones	95
5.4.	Aportaciones	96
5.5.	Trabajos Futuros	98
A.	Transformaciones del marco de referencia	101
B.	Punto de equilibrio del modelo del generador	105
B.1.	Hipótesis de las corrientes del estator y rotor	105
B.2.	Par eléctrico	106
B.3.	Voltaje del rotor	106
B.4.	Par mecánico	107
B.5.	Punto de equilibrio de un DFIG de 1.5MW	108
C.	Código de programación del aerogenerador	111
C.1.	Archivos de la programación	111
C.2.	Código del aerogenerador y su control en Matlab-Simulink	112
D.	Código del cálculo de las CIs	117

Lista de Figuras

1.1. Aerogenerador de tecnología generador síncrono de imanes permanentes (GSIP)	25
1.2. Aerogenerador de tecnología jaula de ardilla (GJA)	25
1.3. Aerogenerador de tecnología doblemente alimentado (DFIG)	25
1.4. DFIG y su sistema de control regulatorio	26
1.5. Control del aspa a (a) bajas y (b) altas velocidades de viento	27
1.6. Control por <i>stall</i> (a) bajas y (b) altas velocidades de viento	28
1.7. Curvas de potencia usando control por (a) <i>stall</i> pasivo y (b) <i>stall</i> activo . .	28
2.1. Configuración de un aerogenerador tecnología (DFIG)	34
2.2. a) Coeficiente de velocidad relativa y b) posición angular del aspa	36
2.3. Familia de curvas C_p de una turbina de 1.5 MW de GE	36
2.4. Curva típica de potencia-velocidad de un aerogenerador	37
2.5. Flujos de potencia activa de un DFIG según el deslizamiento	40
2.6. Control típico de un DFIG por control del aspa	41
2.7. Curva de ángulo de aspa $\theta = 0^\circ$ para ilustrar el control de par típico	42
2.8. Trayectoria del C_p con control del aspa cuando v_w se incrementa	44
2.9. Control propuesto para un DFIG sin variar el ángulo de aspa (<i>stall</i> regulado) 45	
2.10. Curva de ángulo de aspa óptimo $\theta = 0^\circ$ para el control por <i>stall</i> regulado .	46
2.11. Análisis estático de las potencias disponible en el viento y aerodinámica de la máquina 1.5s de GE	52
2.12. Análisis estático de la eficiencia de la máquina 1.5s de GE	53
2.13. Análisis estático de la velocidad angular del generador, con $\lambda < \lambda_{opt}$ (arriba) y $\lambda > \lambda_{opt}$ (abajo)	54

2.14. Análisis estático con λ_b : Deslizamiento y flujos de potencia activa de la máquina 1.5s	55
2.15. Análisis estático de los pares mecánicos de la turbina y el generador de la máquina 1.5s con <i>stall</i> regulado (λ_b) y control del aspa	56
3.1. Familia de curvas de eficiencia del modelo de una turbina basado en la λ' .	59
3.2. Par mecánico respecto a la velocidad relativa basada en el v_r , con $\omega_t = 44$.	60
3.3. Potencias del viento y de la turbina con $C_p = 0.48$, y velocidad de la turbina	66
3.4. Observación de la velocidad del viento y su error porcentual	67
3.5. Observación del par de la turbina y su error porcentual	67
3.6. Estimación de parámetros Σ y r	68
4.1. Diagrama de bloques de la programación sin considerar estimador	72
4.2. Diagrama de bloques de la programación con estimador	72
4.3. Diagrama de árbol de las pruebas realizadas	73
4.4. Programación de las referencias de velocidad angular para RII	74
4.5. Programación de las referencias de velocidad angular para RIII	75
4.6. RII: Velocidad del viento	76
4.7. RII: Eficiencia de la turbina: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	76
4.8. RII: Velocidad relativa en punta: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	77
4.9. RII: Velocidad angular del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	78
4.10. RII: Deslizamiento del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	79
4.11. RII: Potencias activas del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	79
4.12. RII: Potencias activa y reactiva en el lado del estator del generador: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	80

4.13. RII: Factor de potencia en el lado del estator del generador: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	81
4.14. RII: Voltaje de control aplicado al generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	81
4.15. RII: Voltaje de control aplicado al generador en los primeros 2 segundos: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta	82
4.16. RIII: Velocidad del viento	83
4.17. RIII: Eficiencia de la turbina: Variando y sin variar el aspa	84
4.18. RIII: Velocidad relativa en punta: Variando y sin variar el aspa	84
4.19. RIII: Velocidad angular del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa	85
4.20. RIII: Deslizamiento del generador eléctrico: Sin variar y variando el ángulo del aspa	85
4.21. RIII: Potencias activas del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa	86
4.22. RIII: Potencias activa y reactiva en el lado del estator del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa	87
4.23. RIII: Factor de potencia en el lado del estator del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa	87
4.24. Comparación C_p y TSR usando control sin variar y variando el aspa	88
4.25. Comparación ω_m y el deslizamiento usando control sin variar y variando el aspa	89
4.26. Comparación P_s y P_r usando control sin variar y variando el aspa	90
4.27. Comparación P_g y T_e sin variar y variando el aspa	91
4.28. Comparación de las señales de control θ y u_r sin variar y variando el aspa	91
A.1. Voltajes del estator: a) Marco 3ϕ estacionario, b) Marco 2ϕ estacionario, y c) Marco 2ϕ giratorio	103
B.1. Corrientes del generador en el punto de equilibrio	109
B.2. Voltajes del generador en el punto de equilibrio	110

B.3. Par eléctrico y mecánico, y velocidad mecánica en el punto de equilibrio . .	110
C.1. Código del aerogenerador y su control, nivel 1	112
C.2. Código de la turbina, nivel 2	113
C.3. Código del generador, nivel 2	114
C.4. Código de la relación de la multiplicadora, nivel 2	114
C.5. Código del estimador y observadores, nivel 2	114
C.6. Código del CBP, nivel 2	115

Lista de Tablas

2.1. Parámetros de la máquina 1.5s de 1.5MW	51
2.2. Potencia y eficiencia de la turbina 1.5s de 1.5MW	52
2.3. Velocidad angular de la turbina 1.5s de 1.5 MW para $v_w > v_w^{nom}$	53
3.1. Condiciones iniciales para la estimación de parámetros	66
4.1. Comparación de las estrategias aspa fija vs variando el aspa	91
B.1. Parámetros de un máquina de 1.5MW de 1 par de polos	108

Lista de Abreviaturas

CBP	Control Basado en Pasividad
CEP	Convertidor Electrónico de Potencia
CLM	Convertidor Lado Máquina
CLR	Convertidor Lado Red
DFIG	Doubly Fed-Induction Generator
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
MPA	Mecanismo de Posicionamiento del Aspa
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PI	Proporcional Integral
RII	Región II
RIII	Región III
TSR	Tip Speed Ratio

Nomenclatura

$\ddot{\theta}_m$	Aceleración angular mecánica del rotor del generador
$\ddot{\theta}_m^{ref}$	Referencia de la aceleración mecánica del rotor del generador
δ	Magnitud del flujo del estator deseado
δ	Ángulo del flujo del estator deseado
$\dot{\theta}_m, \omega_m$	Velocidad angular mecánica del rotor generador
$\dot{\theta}_m^{ref}, \omega_m^{ref}$	Referencia de la velocidad mecánica del rotor del generador
$\dot{\theta}_r, \omega_r$	Velocidad angular eléctrica del rotor del generador
λ'	Relación de velocidades en punta transformada
λ	Relación de velocidades en punta (<i>TSR</i>)
λ_a	Relación de velocidades en punta alta (lado derecho de λ_{opt})
λ_b	Relación de velocidades en punta baja (lado izquierdo de λ_{opt})
λ_s	Flujo del estator
λ_s^{ref}	Referencia del flujo del estator
λ_{opt}	Relación óptima de velocidades en punta
\mathcal{J}	Matriz antisimétrica
μ	Coefficiente de fricción viscosa
ω_s	Velocidad síncrona (red)
ω_t	Velocidad angular de la turbina

ω_{ma}	Velocidad angular operando con λ_a
ω_{mb}	Velocidad angular operando con λ_b
ω_{sm}	Velocidad síncrona mecánica (máquina eléctrica)
Φ	Vector regresor del modelo parametrizado del par de la turbina
ρ	Densidad del aire
Σ	Vector de parámetros desconocidos del modelo parametrizado del par de la turbina
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Parámetros desconocidos del modelo del par mecánico de la turbina en términos de la velocidad relativa
θ	Ángulo del aspa
θ_m	Posición mecánica del rotor del generador
θ_r	Posición eléctrica del rotor del generador
θ_{opt}	Ángulo óptimo del aspa
θ_{sc}	Señal de control del ángulo del aspa
$\hat{\Phi}$	Vector regresor estimado del modelo parametrizado del par de la turbina
$\hat{\Sigma}$	Vector de parámetros estimados del modelo parametrizado del par de la turbina
\hat{r}	Radio equivalente estimado
\hat{T}_t	Par estimado de la turbina
\hat{v}_w	Velocidad del viento estimada
\tilde{T}_t	Error de estimación del par de la turbina
A	Área de barrido del rotor de la turbina
C_e	Matriz que depende solo de la inductancia mutua del modelo del generador
C_p	Coefficiente de potencia (eficiencia de la turbina)

C_{pmax}	Coeficiente de potencia máximo (eficiencia máxima de la turbina)
C_{us}	Valor pico del voltaje del estaator
D_e	Matriz de inductacias del modelo del generador
e_m	Error de la velocidad angular
e_r	Error de las corrientes del rotor
f_e	Frecuencia de la red eléctrica
f_r	Frecuencia de las corrientes del rotor
I_2	Matrix identidad de orden 2
i_r, x_r	Corriente eléctrica del rotor
i_s, x_s	Corriente eléctrica del estator
J	Coeficiente de inercia
K_2	Ganancia proporcional al error de corrientes del rotor
K_m	Ganancia proporcional al error de velocidad angular
K_{mul}	Ganancia debida a la caja multiplicadora de velocidad
L_1, L_2	Ganancias de los observadores
L_s, L_r, L_m	Inductancias del estator, del rotor y muta
p	Número de pares de polos del generador
P_g, P_s, P_r	Potencias activas del generador, del estator y del rotor
P_t	Potencia aerodinámica de la turbina
P_w	Potencia disponible en el viento
P_{nom}	Potencia nominal
R	Radio del rotor de la turbina (longitud del aspa)
r	Radio equivalente ($r \neq R$)

R_e	Matriz de disipación del modelo del generador
s	Deslizamiento del generador
T_e	Par eléctrico del generador
T_e^{ref}	Referencia del par eléctrico del generador
T_m	Par mecánico del generador
T_t	Par de la turbina
u	Vector de voltajes del generador
V_L	Velocidad lineal en la punta del aspa
v_r	Velocidad relativa basada en el radio equivalente
v_r, u_r	Voltaje del rotor
v_s, u_s	Voltaje del estator
v_w	Velocidad del viento
v_w^{nom}	Velocidad del viento nominal
v_{wm}	Velocidad del viento promedio
x	Vector de corrientes del generador
x_r^{ref}	Referencia de la corriente eléctrica del rotor
x_s^{ref}	Referencia de la corriente eléctrica del estator

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se proporciona el contexto del trabajo. En la Sección 1.1 se presentan los antecedentes que dieron lugar a esta tesis. En la Sección 1.2 se expone la necesidad de tener sistemas de control eficientes para aerogeneradores de gran potencia. En la Sección 1.3 se enlistan algunas propuestas de solución relevantes que han sido planteadas por la comunidad científica. En la Sección 1.4 se presenta la solución propuesta en esta tesis para el control de un aerogenerador DFIG en todo el rango de operación de velocidades del viento sin variar el ángulo del aspa. En la Sección 1.5 se describen de manera detallada el objetivo y el alcance de este trabajo de tesis. Finalmente, en la Sección 1.6 se presenta la estructura de la tesis desde un punto de vista metodológico.

1.1. Antecedentes

En la actualidad, la demanda de energía eléctrica en el mundo crece considerablemente día con día. La mayoría de las unidades generadoras de energía eléctrica utilizan combustibles derivados del petróleo (ciclo combinado, turbinas de gas y termoeléctricas), lo cual implica una gran dependencia de una materia prima finita y la emisión de gases de efecto invernadero. Por estas razones, es necesario buscar alternativas fiables para abastecer la energía eléctrica en el presente y futuro.

Una alternativa viable es la generación basada en energía eólica. Ésta es una interdisciplina de rápido crecimiento en el área de la industria y la investigación (GWEC, 2012) (Pao and Johnson, 2011) debido a ventajas sobresalientes como: 1) Mínimo impacto ambiental (no hay gases de efecto invernadero) y 2) El “combustible” (viento) existe en

abundancia, es renovable y gratis. Aunado a esto, estudios recientes han mostrado que la generación basada en energía eólica proporciona más retribuciones en costo con respecto a las plantas de ciclo combinado (WD, 2012).

Las tecnologías de aerogeneradores más utilizadas comercialmente comprenden turbinas de eje horizontal (HAWT) de velocidad variable y de algún tipo de generador eléctrico, entre: a) Generador síncrono de imanes permanentes (Fig. 1.1), b) Generador de inducción jaula de ardilla (Fig. 1.2), y c) Generador de inducción doblemente alimentado, llamado comúnmente DFIG (Fig. 1.3).

La tecnología DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) es la más popular en México y en el mundo, debido a alta robustez mecánica y a que utiliza un convertidor de potencia parcial, lo cual se refleja en bajo costo y menores pérdidas (Fernandez, García and Jurado, 2008) (Qiao, Venayagamoorthy and Harley, 2009).

La generación de energía eléctrica basada en energía eólica depende en amplia medida del sistema de control para mantener la operación, mejorar la eficiencia y proteger la integridad física del aerogenerador (Garduño, Rodríguez, Sanchez, Martínez, Hernández, Alcaide, Re and Hernández, 2012). En la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) se han desarrollado proyectos de tesis con respecto al modelado y control de aerogeneradores DFIG. En Monroy (2005) se utilizó el modelo de orden 5 de un generador para diseñar un controlador basado en pasividad y se realizó identificación del coeficiente de potencia (C_p) de la turbina. En Villanueva (2007) y Villanueva (2012) se propusieron dos modelos basados en efectos de fricción (de potencia y par mecánico) para la aerodinámica de la turbina. Se demostró que con los modelos propuestos es posible realizar la estimación de parámetros más rápida y eficientemente que con el modelo común (presentado en Heier (1998)) para fines de control. En López (2012) se construyó un controlador basado en pasividad (CBP) para regular la velocidad del generador, y las potencias activa y reactiva, considerando un modelo no lineal del generador y una potencia mecánica constante de entrada. Estos trabajos constituyen una base importante para continuar el desarrollo de esquemas de control para aerogeneradores DFIG de gran potencia.

1.2. Necesidad tecnológica

La rápida tasa de crecimiento de la generación de energía eólica exige máquinas de mayores capacidades a las instaladas actualmente, especialmente de la tecnología más

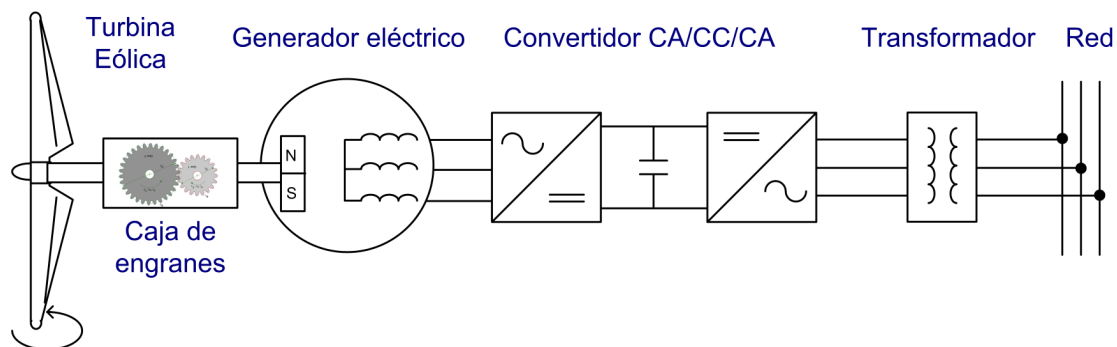


Figura 1.1: Aerogenerador de tecnología generador síncrono de imanes permanentes (GSIP)

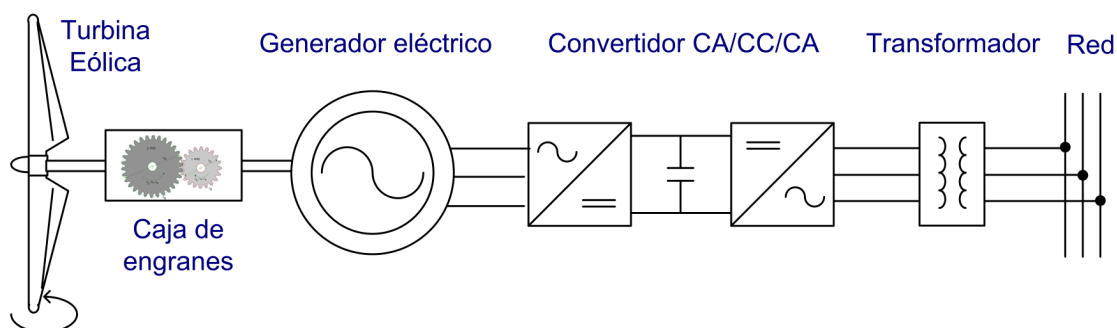


Figura 1.2: Aerogenerador de tecnología jaula de ardilla (GJA)

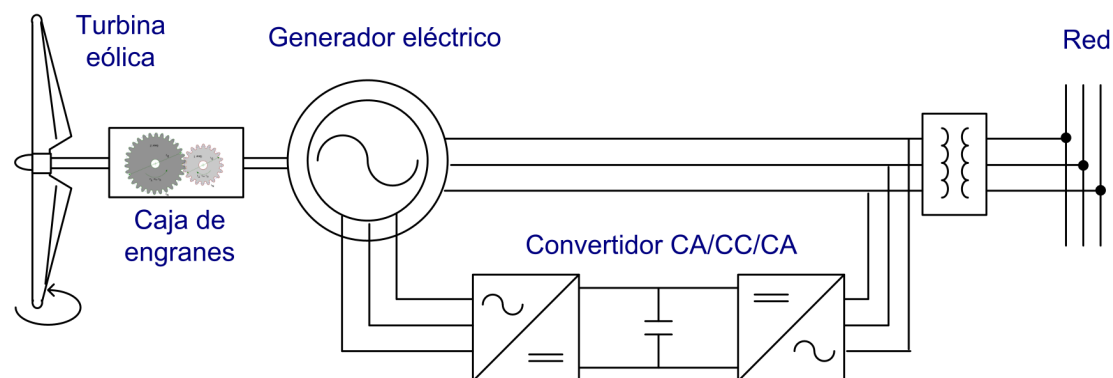


Figura 1.3: Aerogenerador de tecnología doblemente alimentado (DFIG)

usada: DFIGs. Por ello, es necesario desarrollar nuevos y mejores sistemas de control que satisfagan los objetivos de control de aerogeneradores de gran potencia de tecnología DFIG.

El control regulatorio de un aerogenerador HAWT-DFIG tiene varios objetivos de control, de los cuales tres de los más importantes son: a) Maximizar la captura de po-

tencia del viento, b) Minimizar las cargas mecánicas en la turbina, y c) Generar energía eléctrica con fp unitario en el estator. En gran parte, el sistema de control regulatorio es el encargado de llevar a cabo estos objetivos, el cual tiene comúnmente como actuadores: 1) el Mecanismo de posicionamiento del aspa (MPA), y 2) el Convertidor electrónico de potencia (CEP), mostrados en la [Figura 1.4](#).

Nota: El sistema que posiciona la góndola es parte importante para maximizar la energía que se captura del viento. Sin embargo, en este trabajo de tesis se supone que el viento predominante siempre impacta de frente al rotor de la turbina.

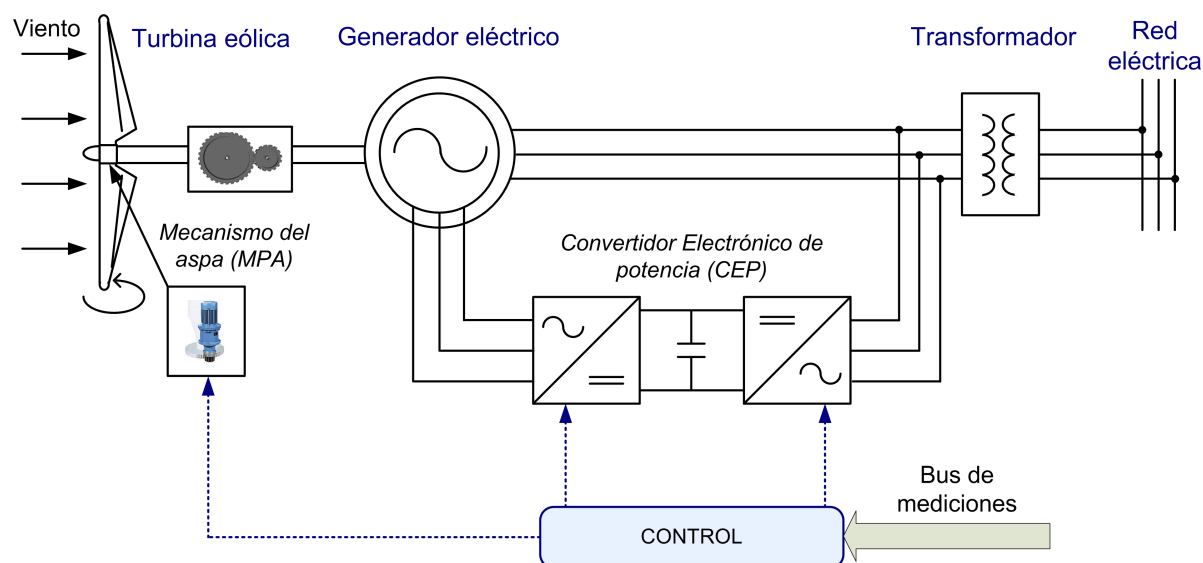


Figura 1.4: DFIG y su sistema de control regulatorio

El MPA está ubicado en la góndola (parte superior del aerogenerador), y permite regular la inclinación del aspa (*pitch*) para limitar la potencia aerodinámica de la turbina. El CEP se ubica en la base de la torre y regula la velocidad angular y el factor de potencia del generador.

El control del ángulo de aspa mediante un MPA es el más utilizado comercialmente para limitar la potencia aerodinámica cuando se presentan velocidades altas de viento. A velocidades bajas de viento, el control de aspa mantiene a la turbina en un ángulo fijo (ángulo óptimo θ_{opt}) como se observa en la [Figura 1.5a](#). Por otro lado, a velocidades altas de viento, el ángulo del aspa se incrementa, lo cual vuelve ineficiente a la turbina. Entre más grande sea el ángulo del aspa, la turbina captura menos potencia disponible en el viento (ver [Fig. 1.5b](#)).

Sin embargo, el MPA es un equipo que es proporcional en peso y tamaño a la turbina, es decir, para turbinas de mayor capacidad, el MPA será más pesado y requerirá más

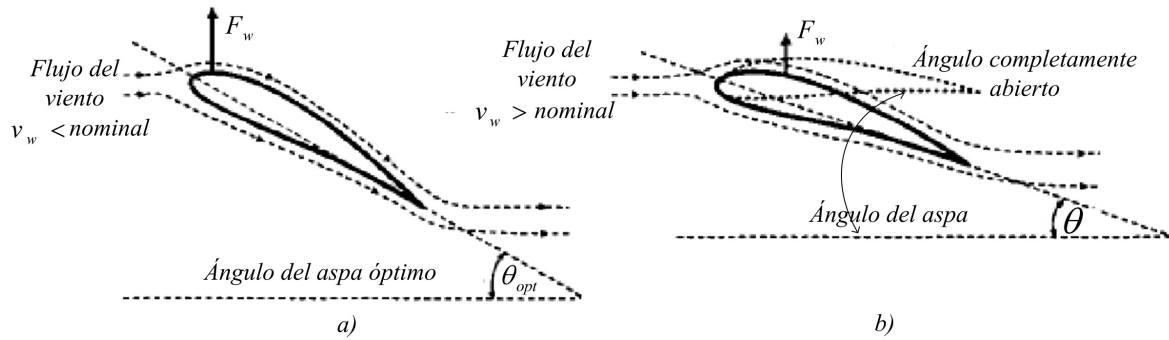


Figura 1.5: Control del asa a (a) bajas y (b) altas velocidades de viento

espacio en la góndola o cubo del rotor. Esto implica mayor costo en el diseño mecánico de la góndola, cubo y la torre del aerogenerador. Además, el mecanismo del asa tendrá una dinámica mucho más lenta por su gran tamaño y debido a los equipos que utiliza para posicionar el asa (motores y válvulas principalmente), además de mayores puntos de falla. Esto puede mermar significativamente el desempeño de los algoritmos de control.

Por este motivo, es necesario proponer una estrategia de control para el grupo turbina-generador que satisfaga los retos que conllevan los aerogeneradores HAWT-DFIG de gran potencia sin aumentar la carga al diseño mecánico del aerogenerador (góndola, cubo y torre), con el mínimo de componentes mecánicos en los actuadores (motores, válvulas, etc.), y cumplir los objetivos de control descritos anteriormente.

Nota: El CEP es un equipo fundamental para el control del generador eléctrico. Sin embargo, en este trabajo de tesis se considera que es un actuador ideal. Se sugiere abordar el control del aerogenerador con CEP de manera detallada en trabajos futuros.

1.3. Estado del arte

En la literatura se presenta una estrategia de control que puede o no requerir el MPA, llamada control por *stall* (Wu, Lang and Kouro, 2011) (Bourlis, 2011), la cual es ilustrada en la Figura 1.6.

Esta estrategia tiene dos variantes: 1) *Stall* pasivo, y 2) *Stall* activo o regulado. Las turbinas controladas por *stall* pasivo tienen las aspas fijadas al rotor en un ángulo óptimo (ver Fig. 1.6a). Cuando se presentan velocidades de viento (v_w) menores a la velocidad de viento nominal (v_w^{nom}) se puede capturar potencia disponible en el viento a la máxima eficiencia de la turbina. Cuando la velocidad del viento es mayor a la nominal ($v_w > v_w^{nom}$)

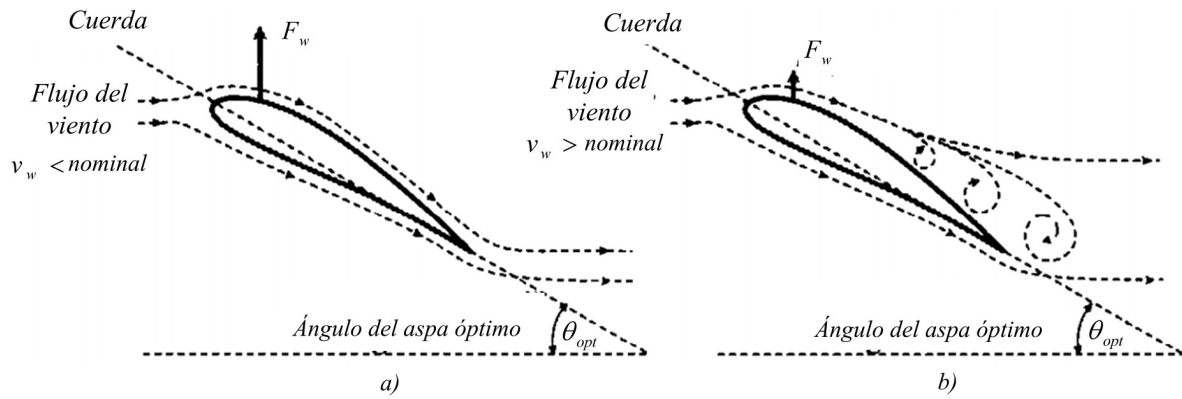


Figura 1.6: Control por *stall* (a) bajas y (b) altas velocidades de viento

se produce una turbulencia detrás del asa (Wu et al., 2011) que disminuye las fuerzas de arrastre y sustentación, y por consecuencia, la velocidad de rotación y la eficiencia de la turbina (ver Fig. 1.6b).

Por otro lado, el control por *stall* activo o regulado tiene la misma filosofía de operación que el *stall* pasivo en velocidades bajas de viento. No obstante, cuando $v_w > v_w^{nom}$, la turbulencia generada detrás del asa puede ser regulada por: 1) Semi-control de asa, o 2) Control de velocidad (Bourlis, 2011). El semi-control de asa requiere del MPA, y el control de velocidad solo requiere del CEP (las aspas siempre están fijas).

Las estrategias de *stall* pasivo y activo (con asa fija) son más simples y de menor costo debido a que no necesitan el complejo y lento MPA. Adicionalmente, el *stall* activo puede garantizar una curva de potencia idéntica a la producida por el control de asa, es decir, producir una potencia nominal constante en un rango amplio de velocidades de viento (ver Fig. 1.7b), lo cual no es posible con el control de *stall* pasivo (ver Fig. 1.7a).

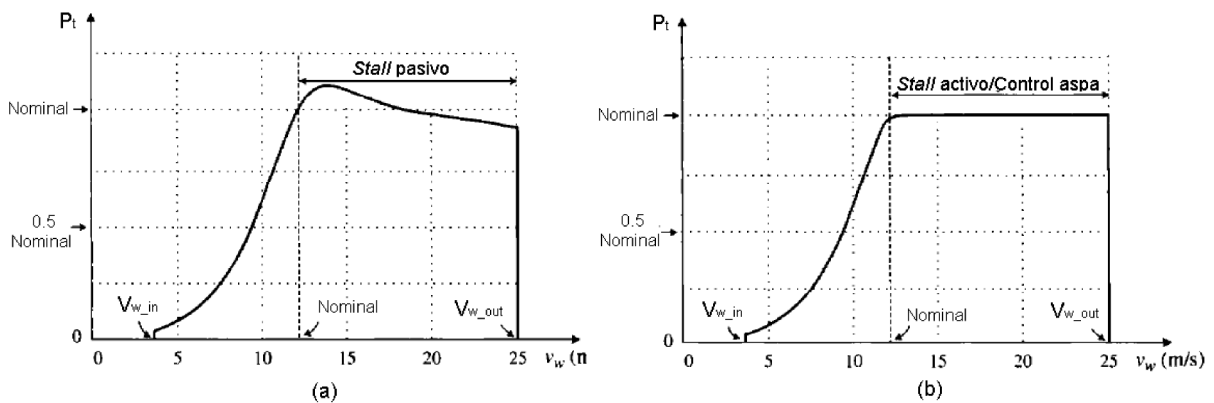


Figura 1.7: Curvas de potencia usando control por (a) *stall* pasivo y (b) *stall* activo

En Muljadi, Pierce and Migliore (1998) y Muljadi, Pierce and Migliore (2000) se

presenta el control por *stall* regulado de una turbina de velocidad variable de dos aspas con un generador DFIG de 275 kW. En ese trabajo satisfacen los objetivos de control en todo el rango de operación de velocidades de viento. Sin embargo, el modelo de la turbina es un modelo heurístico para la potencia aerodinámica, y para el generador se usa un modelo de primer orden. Adicionalmente, las turbinas de dos aspas son poco comunes comercialmente.

En [Bang, Polinder, Ferreira and Rooij \(2007\)](#) y [Polinder, Bang, Rooij, McDonald and Mueller \(2007\)](#) se compara la respuesta de una máquina de 10 MW de imanes permanentes utilizando control de aspa y control por *stall* regulado. Los modelos usados están conformados por ecuaciones algebraicas. Este trabajo concluye que el control por *stall* regulado garantiza una mejor producción de energía y menores labores de mantenimiento. No obstante, la desventaja que resaltan es que el generador eléctrico debe ser de mayor potencia que la turbina (sobredimensionado) para el control por *stall* regulado.

En general, en la literatura técnica se tienen pocos desarrollos de técnicas de control por *stall* regulado para máquinas HAWT de gran potencia. Además, los modelos utilizados para el generador (DFIG y de imanes permanentes) no cuentan con el detalle suficiente para garantizar la razonabilidad física de los resultados obtenidos.

1.4. Propuesta de solución

En este trabajo de tesis se propone usar un controlador no lineal para un aerogenerador tipo DFIG que satisfaga tres de los objetivos principales del control regulatorio: a) Maximizar la captura del viento, b) Minimizar las cargas mecánicas, y c) Generar energía eléctrica con f_p unitario en el estator en todo el rango de operación de velocidades de viento, utilizando la estrategia de control por *stall* regulado, es decir, sin variar el ángulo del aspa.

El aerogenerador consta de una turbina eólica de eje horizontal tri-pala de velocidad variable y un generador eléctrico de doble devanado conectado directamente a bus infinito de potencia mediante el estator. El modelo de referencia de la turbina es un modelo genérico presentado en [Heier \(1998\)](#). Además, se lleva a cabo la estimación de un modelo de turbina de tres parámetros obtenido a partir de una perspectiva de velocidad relativa. Para el generador de doble devanado se utiliza un modelo estándar de dos fases $\alpha\beta$ de una máquina de inducción de orden 5. El detalle del modelo resultante, considerando la turbina

y generador, ofrece una mejor complejidad con respecto a los trabajos presentados en la literatura técnica para reproducir la dinámica de un aerogenerador en todo el rango de operación de velocidades de viento. La operación del aerogenerador se simula considerando una conexión a un bus infinito de potencia (red eléctrica).

La filosofía del control consiste en que en bajas velocidades de viento la turbina debe operar a la máxima eficiencia posible y en velocidades de viento altas se debe limitar la potencia aerodinámica para garantizar que las cargas mecánicas no atenten contra la integridad de la máquina, asegurando al mismo tiempo la producción de potencia nominal. Además, se garantiza factor de potencia unitario en el estator del generador eléctrico.

Debido a que el control por *stall* regulado (sin variar el ángulo del aspa) no requiere mecanismo de posicionamiento del aspa, todo el control se realiza con el control del generador, es decir, a través del CEP (representado como un actuador ideal). Además, se comparan los resultados del control variando y sin variar el aspa bajo las mismas características de simulación. La regulación de velocidad del generador para todas las pruebas de simulación se realiza mediante un controlador basado en pasividad presentado en [Monroy \(2005\)](#).

Adicionalmente, se utiliza un observador algebraico para la velocidad del viento. Se incluye una demostración formal de convergencia considerando el conjunto de modelos (turbina-generador) y observadores para la RII. Finalmente, se realiza una comparación de las filosofías propuesta (sin variar el aspa) y típica (variando el aspa) usando el mismo controlador no lineal.

1.5. Objetivo y alcance

El objetivo general de este trabajo de tesis consiste en mostrar la factibilidad de realizar el control de un aerogenerador DFIG de gran potencia sin variar el ángulo del aspa en todo el rango de operación de velocidad de viento. El modelo de referencia de la turbina es un modelo heurístico y el modelo del generador eléctrico es de orden 5. Se pretende que los modelos y el control estén programados en el ambiente Matlab/Simulink.

El alcance del trabajo de tesis comprende

- Identificar las estrategias de control que prescindan del MPA, es decir, que no requieran variar el ángulo del aspa, tal que se reduzcan costos del diseño mecánico y

mejore el desempeño del sistema de control.

- Conformar un modelo turbina-generador para simular un aerogenerador de 1.5 MW en Matlab/Simulink como ambiente para diseños de algoritmos de control. Los modelos de la turbina y del generador son resultados de trabajos de tesis anteriores presentados en [Monroy \(2005\)](#) y [Villanueva \(2012\)](#), respectivamente.
- Programar un estimador de parámetros por mínimos cuadrados para un modelo de turbina basado en la velocidad relativa, y observadores para la velocidad del viento y el radio equivalente del aspa de la turbina. El estimador y los observadores son resultados de [Villanueva \(2012\)](#).
- Control del aerogenerador basado en el MPPT en la región II sin observadores y con observadores-estimador.
- Control del aerogenerador sin variar el ángulo de aspa en la región III sin observadores, asegurando: 1) Maximización de la captura de potencia del viento (operación con el C_{pmax}) y 2) Generar energía eléctrica con fp unitario en el estator.
- Control del aerogenerador por control de aspa en la región III sin observadores, asegurando: 1) Minimización de las cargas mecánicas en la turbina ($P_t = P_{nom}$) y 2) Generar energía eléctrica con fp unitario en el estator.
- Comparar los resultados de las filosofías de control variando el ángulo de aspa y sin variar el ángulo de aspa, sin observadores ni estimador en la región III.
- Demostrar la convergencia paramétrica considerando el modelo de referencia, estimador y observadores.

1.6. Estructura de la tesis

Este trabajo de tesis se conforma de cinco capítulos. El Capítulo 1 describe el contexto del desarrollo del trabajo presentado, la necesidad tecnológica y la solución propuesta. En el Capítulo 2 se introducen los conceptos básicos de la turbina eólica y del generador de doble devanado, los objetivos de control, y las filosofías del control variando y sin variar el ángulo de aspa. El Capítulo 3 describe las ecuaciones que forman los modelos de la turbina y el generador, así como el controlador basado en pasividad. Se lleva a cabo una

demostración formal de convergencia considerando los modelos de turbina, los observadores y el estimador en la RII. En el Capítulo 4 se muestran los resultados del control en región II basado en el MPPT, y el control en región III variando y sin variar el ángulo del aspa. Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y las sugerencias para trabajos futuros.

Capítulo 2

EL AEROGENERADOR DFIG Y SU SISTEMA DE CONTROL

En este capítulo se describen los conceptos básicos de los elementos de una turbina eólica y un generador de inducción de doble devanado, así como las filosofías del control típico y propuesto para cada región de operación. En las Secciones 2.1 y 2.2 se describen los principios físicos básicos que rigen la operación de la turbina y el generador respectivamente. En la Sección 2.3 se menciona el control típico de un aerogenerador comercial de gran potencia incluyendo la filosofía de operación y algunos algoritmos de control. En la Sección 2.4 se introduce la filosofía de la estrategia propuesta para controlar el aerogenerador en la región III sin variar el ángulo del aspa. Finalmente, en la Sección 2.5 se realiza un análisis estático del aerogenerador operando en la regiones II y III comparando las estrategias típica y propuesta usando los parámetros de una máquina comercial de 1.5 MW.

Fundamentalmente, un aerogenerador DFIG se conforma de una turbina eólica, una caja multiplicadora de velocidad (caja de engranes), un generador eléctrico de doble devanado, un convertidor electrónico bidireccional CA-CD-CA de potencia parcial con dos convertidores *back-to-back* (convertidor lado máquina CLM y convertidor lado red CLR) y un transformador para la interconexión a la red eléctrica. Típicamente, se tienen el MPA que modifica el ángulo del aspa colectivamente y el MPG (Mecanismo de posicionamiento de la Góndola) que orienta la góndola tal que el viento dominante impacte de frente al rotor. La configuración completa del aerogenerador DFIG se muestra en la [Figura 2.1](#).

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en

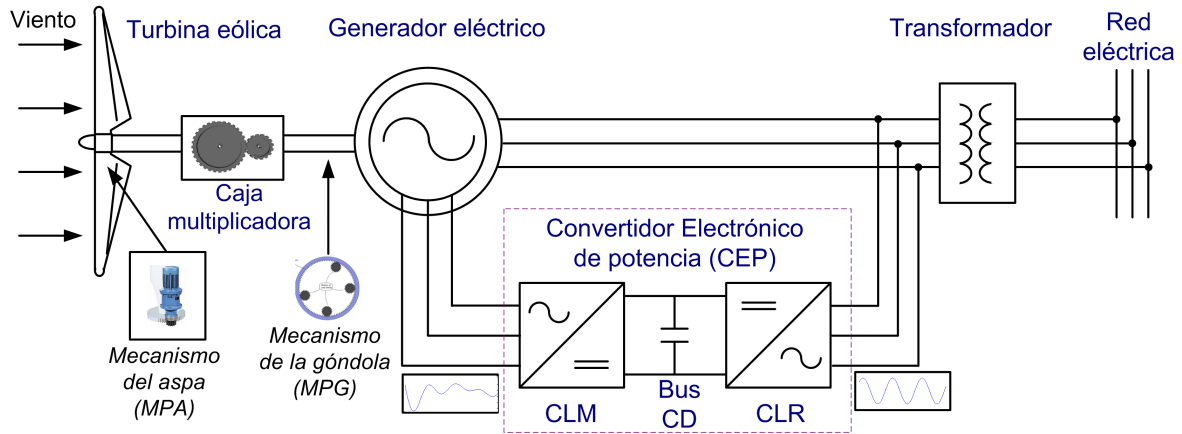


Figura 2.1: Configuración de un aerogenerador tecnología (DFIG)

energía eléctrica. La turbina transforma la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional de velocidad variable en función de la velocidad del viento, la cual se transfiere al generador eléctrico a través de la caja multiplicadora de velocidad. El generador produce en el estator energía eléctrica de frecuencia constante igual a la de la red, y en el rotor energía de frecuencia variable en función de la velocidad de la flecha de salida de la caja multiplicadora. La función del CEP depende de la velocidad del viento presentada. A velocidades altas de viento, esta energía se rectifica mediante el CLM y se almacena en el bus de corriente directa (CD). El CLR convierte la energía de directa en alterna de frecuencia fija, igual a la red (60 Hz en México) para ser inyectada a la red mediante el transformador de potencia. A velocidades bajas de viento, la energía fluye de la red hacia el CLR, la cuál se rectifica y se transfiere a través del bus de CD hacia el CLM para excitar los devanados del rotor. Este trabajo de tesis se enfoca en mayor medida a la turbina eólica y al generador eléctrico conectado a un sistema de potencia (red eléctrica). Esto como una etapa previa para conformar un modelo más detallado de un aerogenerador que incluya la transmisión mecánica, el CEP y el mecanismo de posicionamiento de la góndola (MPG).

2.1. Turbina eólica

La turbina eólica más utilizada para los aerogeneradores comerciales es una turbina de eje horizontal, tri-pala (tres aspas) y con capacidad para operar a velocidad variable y con eficiencias que no superan el %50.

La potencia eólica P_w [kW] de la que una turbina puede disponer en su área de barrido

depende de la longitud de las aspas, las condiciones del clima (temperatura, presión y humedad) y de la velocidad del viento. La potencia disponible, según el área efectiva de barrido del rotor esta dada por (Marques, Pinheiro, Grundling, Pinheiro and Hey, 2003)

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2.1)$$

Donde ρ es la densidad del aire [$\frac{kg}{m^3}$], A es el área de barrido de las aspas [m^2], y v_w es la velocidad del viento [$\frac{m}{s}$]. La potencia que puede ser capturada por la turbina está dada por

$$P_t = P_w C_p(\theta, \lambda) \quad (2.2)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia (eficiencia) que depende del diseño aerodinámico de las aspas de la turbina.

Se observa que las Ecuaciones (2.2) y (2.6) dependen del C_p , el cual está en función de la relación de velocidades en punta (del aspa) λ (*tip speed ratio* o TSR) [*adi*] y la posición angular del aspa θ [$^\circ$]. Este último también conocido como ángulo de *pitch* o ángulo de paso. El *TSR* es la razón entre la velocidad lineal (V_L) en la punta del aspa y la velocidad del viento, y se da por

$$\lambda = \frac{V_L}{v_w} \quad (2.3)$$

La velocidad lineal en la punta del aspa se describe como:

$$V_L = R \omega_t \quad (2.4)$$

Donde R es el radio del rotor [m], es decir, la longitud del aspa, y ω_t es el valor de la velocidad de rotación de la turbina [$\frac{rad}{s}$].

La posición del aspa (θ) es el ángulo entre la cuerda del aspa y el plano del rotor de la turbina. Típicamente, el ángulo del aspa tiene valores entre 0° y 90° . Los conceptos de velocidad relativa y posición del aspa se ilustran en la [Figura 2.2](#).

Por otro lado, el modelo más simple del par de una turbina vista como una relación de la potencia y la velocidad angular es

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (2.5)$$

Donde T_t es el par de la turbina [Nm] y ω_t es la velocidad angular de la turbina [$\frac{rad}{s}$]. El par aerodinámico se obtiene de las ecuaciones anteriores

$$T_{aero} = \frac{1}{2} \rho A v_w^2 R \frac{C_p(\theta, \lambda)}{\lambda} \quad (2.6)$$

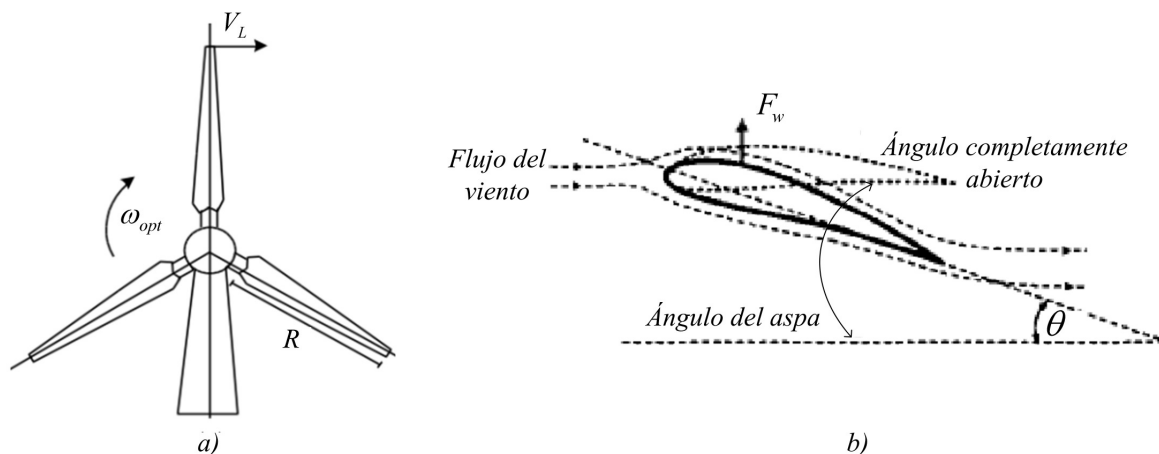


Figura 2.2: a) Coeficiente de velocidad relativa y b) posición angular del asa

Como se mencionó anteriormente, el cambio de TSR o θ modifica la eficiencia de la turbina, dando como resultado una familia de curvas de eficiencia. En la [Figura 2.3](#) se muestra una familia de curvas de C_p de una turbina eólica de 1.5 MW de General Electric (GE) presentada en [Miller, Sanchez-Gasca, Price and Delmerico \(2003\)](#).

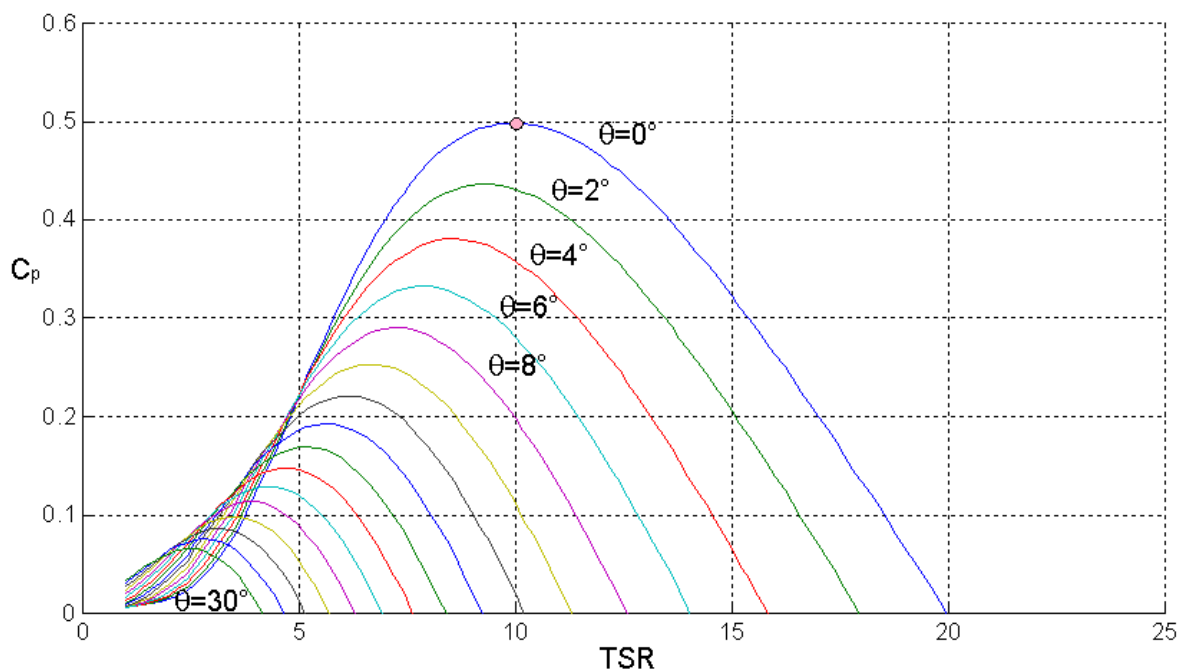


Figura 2.3: Familia de curvas C_p de una turbina de 1.5 MW de GE

La familia de curvas contiene los valores de C_p en los que puede operar la turbina, y este es ajustado en función de la velocidad del viento de tal forma que sea posible seguir la curva de potencia del fabricante, que es una gráfica que representa la generación de energía eléctrica en función de la velocidad del viento. En la [Figura 2.4](#) se muestra una curva de potencia típica presentada en [Polinder, de Haan, Dubois and Slootweg \(2005\)](#).

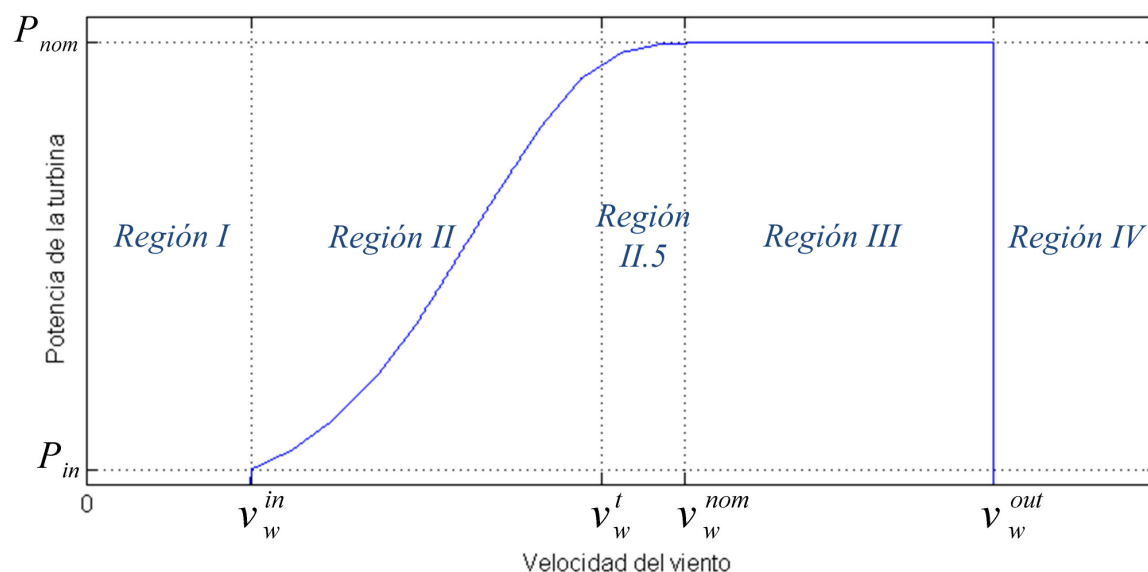


Figura 2.4: Curva típica de potencia-velocidad de un aerogenerador

Como se puede observar, la curva de potencia está dividida en cuatro regiones definidas por los valores de velocidad de viento, las cuales son: 1) Región I (RI): No generación (por viento bajo), 2) Región II (RII): Máxima eficiencia, 3) Región II.5 (RII.5): Transición de carga parcial a carga plena, 4) Región III (RIII): Potencia nominal, y 5) Región IV (RIV): No generación (por exceso de viento). En la RI, el aerogenerador no produce energía eléctrica debido a que no existe suficiente potencia disponible en el viento para mover las aspas. La máquina comienza a generar una potencia inicial (P_{in}) cuando se presenta la velocidad de viento (v_w^{in}). La RII, que inicia en v_w^{in} , es la región donde la turbina debe operar a su máxima eficiencia para aprovechar toda la potencia disponible en el viento. La RII.5 es la transición de generar carga parcial a carga plena, también llamada rodilla de la curva de potencia. La RIII inicia cuando se presenta viento nominal (v_w^{nom}), donde la turbina debe extraer la potencia estrictamente necesaria para producir potencia nominal constante. Finalmente, en la RIV no se genera energía eléctrica para evitar daño en los componentes mecánicos del aerogenerador que pueden causar las velocidades de viento altas. El valor de velocidad del viento en el que la máquina sale de operación se le conoce como velocidad de supervivencia o velocidad del viento de salida (v_{wout}).

Nota: La RII.5 o rodilla de la curva de potencia no se considera en este trabajo de tesis.

2.2. Generador eléctrico

Un generador tipo DFIG es una máquina eléctrica que cuenta con un devanado trifásico en ambos, el estator y el rotor. El devanado de estator está conectado directamente a la red eléctrica, y el del rotor está conectado a un CEP bidireccional CA/CD/CA vía anillos deslizantes. Debido a que ambos devanados están conectados a fuentes de voltaje se le llama doblemente alimentado.

El generador puede aportar energía eléctrica tanto por el estator como por el rotor. La aportación de generación de energía del rotor es no más del 30% de la potencia nominal del generador. Esta aportación depende del rango de velocidad angular de operación, típicamente es de $\pm 30\%$ de la velocidad de sincronismo (Fletcher and Yang, 2010). El generador puede operar por debajo (modo sub-síncrono) o sobre (modo super-síncrono) la velocidad síncrona.

Como el estator está conectado permanentemente a la red se produce un campo magnético que gira a la velocidad síncrona ω_s en [rad/s], correspondiente a la frecuencia de la red, dada por

$$\omega_s = 2\pi f_e \quad (2.7)$$

Con f_e la frecuencia de la red eléctrica en [Hz]. La velocidad síncrona mecánica del generador ω_{sm} en [rpm] está dada por

$$\omega_{sm} = \frac{60f_e}{p} \quad (2.8)$$

Donde p es el número de pares de polos del rotor del generador.

En el rotor se producen corrientes eléctricas (i_r) por inducción electromagnética desde el estator. Cuando existe un movimiento relativo entre los campos del estator y rotor se inducen voltajes en los devanados del rotor (v_r). La magnitud y frecuencia de los voltajes inducidos en el rotor (f_r) depende de las velocidades relativas entre ambos campos. La diferencia normalizada de las velocidades relativas de los campos es conocida como deslizamiento (s), el cual está dado por

$$s = \frac{\omega_{sm} - \omega_m}{\omega_{sm}} \quad (2.9)$$

Donde ω_m es la velocidad mecánica del rotor del generador [rpm].

La frecuencia f_r de los voltajes y corrientes del rotor se da por

$$f_r = s f_e \quad (2.10)$$

Cuando la velocidad mecánica es menor a la velocidad síncrona ($\omega_m < \omega_{sm}$) el deslizamiento es positivo, y se dice que la máquina trabaja en modo *sub-síncrono* o modo motor. En este modo de operación las corrientes i_r interactúan con el campo del estator produciendo un par electromagnético que acelera al rotor en dirección de la rotación del campo magnético del estator. Cuando $\omega_m \rightarrow \omega_{sm}$, la frecuencia de los voltajes y corrientes en el rotor disminuye, tal que cuando $\omega_m = \omega_{sm}$ la energía generada en el rotor es cero. Cuando el rotor se acelera por arriba de la velocidad síncrona ($\omega_m > \omega_{sm}$) (el deslizamiento es negativo) se dice que se opera en modo *super-síncrono* o modo generador. En este modo, la secuencia de fases es contraria a la secuencia en modo sub-síncrono, y además, entre más se aleje la velocidad mecánica de la velocidad síncrona, la frecuencia del voltaje del rotor incrementa.

Recurriendo a la Ec. (2.9), los modos sub-síncrono y super-síncrono originan deslizamientos positivo y negativo, respectivamente. La dirección de los flujos de potencia activa por el estator y el rotor dependen del signo del deslizamiento (Müller, Deicke and Doncker, 2002). La potencia activa del estator está dada por

$$P_s = \frac{P_t}{1-s} \quad (2.11)$$

Y la potencia activa del rotor está dada por

$$P_r = -sP_s \quad (2.12)$$

Una representación estática de los flujos de potencia en función del deslizamiento (Fletcher and Yang, 2010) se aprecia en la Figura 2.5. En la gráfica superior se muestra la potencia mecánica de la turbina (P_t), y en la gráfica inferior las potencias activas del estator (P_s) y del rotor (P_r). Las tres variables de las gráficas están en por unidad (pu), y su comportamiento se da con respecto al deslizamiento (s).

Según la gráfica, P_t es proporcional a la velocidad del viento. Ahora, cuando $s > 0$ ($\omega_m < \omega_{sm}$), la potencia mecánica que entra a la turbina se refleja como potencia efectiva positiva del estator y negativa del rotor, es decir, que mientras por el estator se genera, por el rotor se consume potencia activa. Por ejemplo, cuando $s = 0.2$, $P_t = 0.64pu$, $P_s = 0.8pu$ y $P_r = -0.16pu$.

Por otro lado, cuando $s < 0$ ($\omega_m > \omega_{sm}$), la potencia mecánica que entra a la turbina se refleja como potencia efectiva positiva por el estator y el rotor, es decir, por ambos

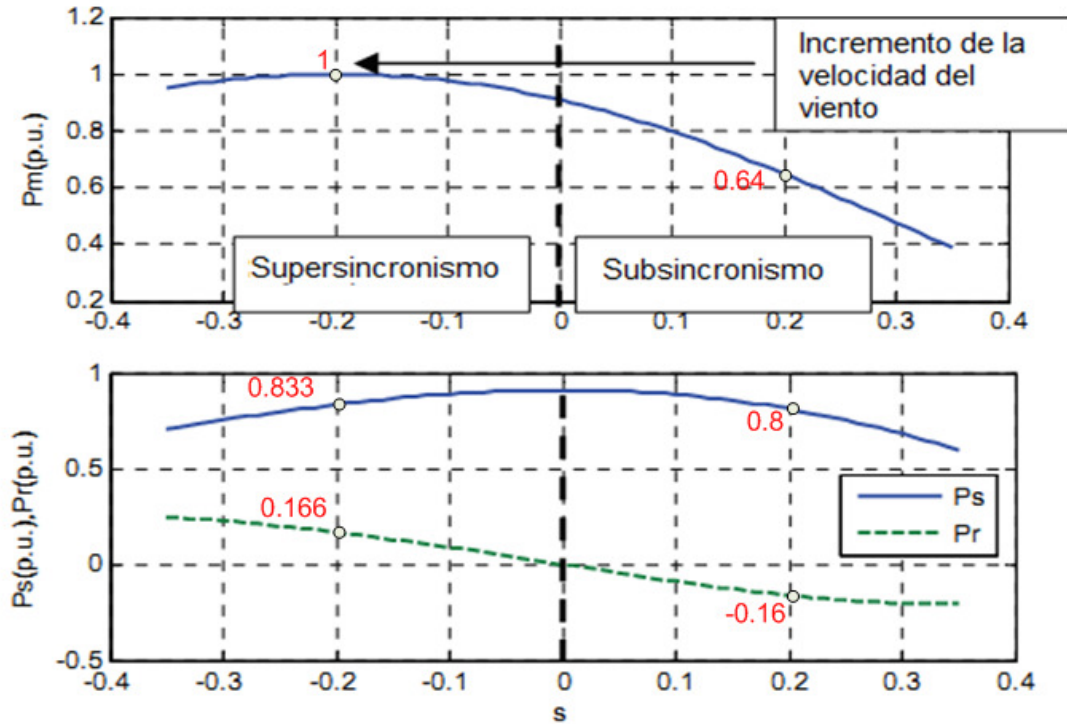


Figura 2.5: Flujos de potencia activa de un DFIG según el deslizamiento

devanados trifásicos se genera potencia activa. Analizando en espejo, con $s = -0.2$, $P_t = 1pu$, $P_s = 0.833pu$ y $P_r = 0.166pu$.

Asimismo, cuando $s = 0$ ($\omega_m = \omega_{sm}$), toda la potencia activa se suministra a través del estator (no hay flujo de potencia por el rotor), siendo esta la potencia máxima que puede producir el estator.

A partir de esto, se puede concluir que

$$P_t \approx P_g = P_s + P_r \tag{2.13}$$

Donde la P_g es la potencia eléctrica activa del generador [W]. La potencia mecánica de entrada es aproximadamente a la potencia eléctrica del generador (considerando que existen pérdidas), la cual es la suma de la potencia del estator y del rotor.

2.3. Control típico de un DFIG

El control típico de un aerogenerador DFIG presentado en [Pao and Johnson \(2011\)](#) cuenta con dos lazos de retroalimentación, los cuales son un controlador del par eléctrico y un controlador del aspa, respectivamente como se muestra en la [Figura 2.6](#). El controlador del par utiliza la señal de velocidad del generador para producir la señal de control (τ_{sc})

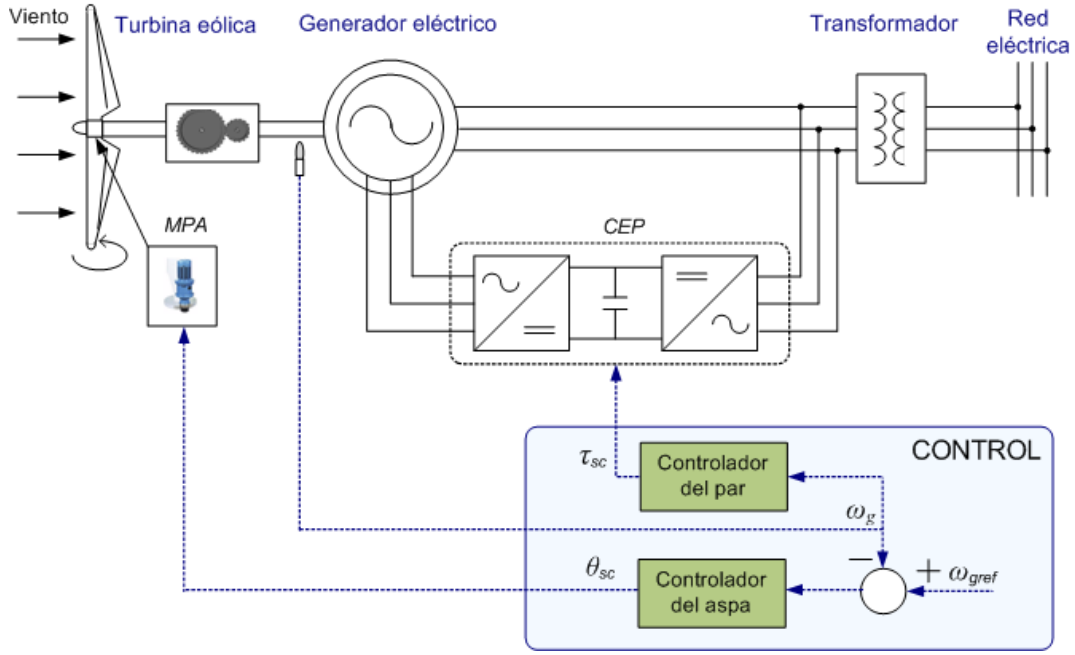


Figura 2.6: Control típico de un DFIG por control del aspa

que se envía al convertidor electrónico (CEP). El controlador del aspa utiliza el error de la referencia de velocidad y la medición de velocidad angular para generar la señal de control (θ_{sc}) que se envía al mecanismo de posicionamiento del aspa (MPA).

Típicamente, el control de par predomina cuando $v_w < v_w^{nom}$ (en la RII) y el control del aspa se habilita cuando $v_w > v_w^{nom}$ (en la RIII).

2.3.1. Control par del generador

En general, el control del par está basado en la filosofía de operación del seguimiento del punto de potencia máximo (MPPT). Un control de par típico es (Pao and Johnson, 2011)

$$\tau_{sc} = K_\tau \omega_g^2 \quad (2.14)$$

Donde K_τ está dada por:

$$K_\tau = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \quad (2.15)$$

Para analizar el sistema en lazo cerrado se utiliza la ecuación dinámica de la aceleración del rotor de la turbina (Johnson, Pao, Balas and Fingersh, 2006)

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2J} \rho \pi R^5 \omega_r^2 \left(\frac{C_p}{\lambda^3} - \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \right) \quad (2.16)$$

Donde se puede apreciar que los términos fuera del paréntesis son positivos. Entonces, la dinámica se reduce a

$$\dot{\omega}_r \approx \left(\frac{C_p}{\lambda^3} - \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \right) \quad (2.17)$$

Donde se tienen tres casos posibles:

Caso A: Si $\frac{C_p}{\lambda^3} > \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3}$ entonces $\dot{\omega}_r > 0$.

Caso B: Si $\frac{C_p}{\lambda^3} = \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3}$ entonces $\dot{\omega}_r = 0$

Caso C: Si $\frac{C_p}{\lambda^3} < \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3}$ entonces $\dot{\omega}_r < 0$

Estos casos se ilustran en la [Figura 2.7](#).

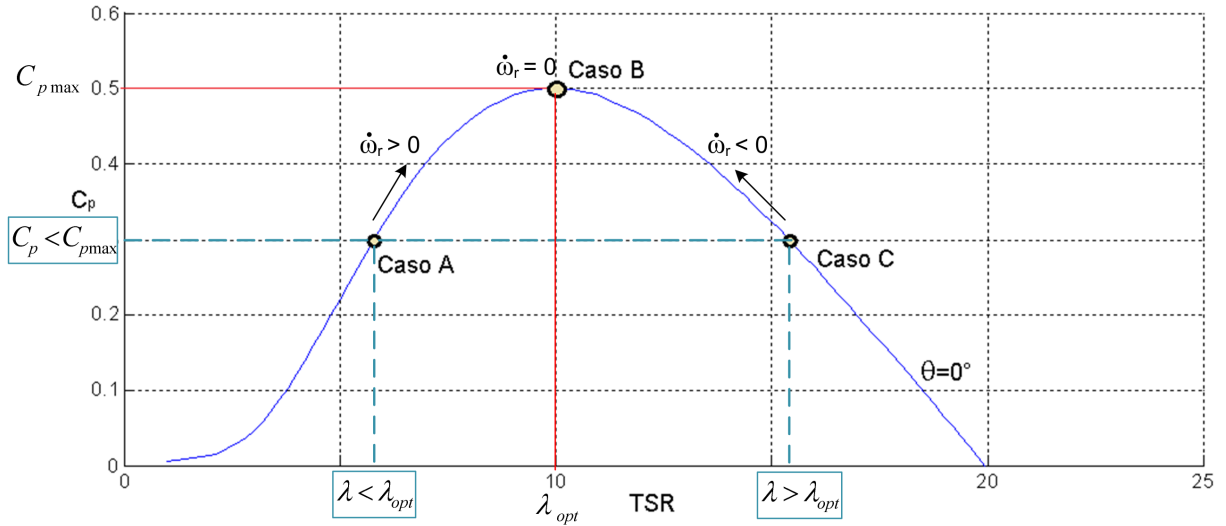


Figura 2.7: Curva de ángulo de aspa $\theta = 0^\circ$ para ilustrar el control de par típico

El *caso A* implica que al ser $C_p < C_{pmax}$, $\lambda^3 < \lambda_{opt}^3$ entonces la aceleración angular será positiva con lo cual la velocidad aumentará y por lo tanto λ también aumentará (ver Ecs. (2.3) y (2.4)). El *caso B* implica que si $C_p = C_{pmax}$ entonces $\lambda^3 = \lambda_{opt}^3$, no habrá aceleración angular pues ya se está operando en el C_{pmax} con la turbina operando a la velocidad óptima. El *caso C* implica que al ser $C_p < C_{pmax}$, $\lambda^3 > \lambda_{opt}^3$ entonces la aceleración angular será negativa con lo cual la velocidad disminuirá y por ende λ también disminuirá (ver Ecs. (2.3) y (2.4)). De esta manera, el control del par ajusta la velocidad para operar a la turbina a su máxima eficiencia.

2.3.2. Control del aspa

Comúnmente, el control del aspa utiliza el error de seguimiento de la velocidad como entrada a un controlador PID (Pao and Johnson, 2011)

$$\theta_{sc} = K_{P\theta}\omega_e + K_{I\theta} \int_0^t \omega_e dt + K_{D\theta} \frac{d\omega_e}{dt} \quad (2.18)$$

Donde $\omega_e = \omega_g - \omega_{gref}$ es el error de seguimiento de la velocidad angular, R es la longitud del aspa, y $K_{P\theta}, K_{I\theta}, K_{D\theta}$ son las ganancias proporcional, integral y derivativa del controlador del aspa.

Sin embargo, en el control presentado en Miller et al. (2003) se utiliza un controlador P y se añade un compensador de potencia activa, tal que la señal de control de la posición del aspa es

$$\theta_{sc} = K_{P\theta}\omega_e + K_{PP}P_e + K_{IP} \int_0^t P_e d\tau \quad (2.19)$$

Donde $P_e = P_g - P_{gref}$ es el error de seguimiento de la potencia del generador, y K_{PP}, K_{IP} son las ganancias proporcional e integral del compensador de potencia.

Las referencias de potencia y velocidad angular para el control del aspa es 1 pu para ambas variables cuando $v_w > v_w^{nom}$. Para comprender mejor la ley de control de Miller et al. (2003) se construyen cuatro escenarios posibles. En el arranque de la máquina $\omega_g < \omega_{gref}$ y $P_g < P_{gref}$ (*Esc. 1*). Al continuar normalmente la toma de carga y conexión a la red se tiene primero que $\omega_g = \omega_{gref}$ y $P_g < P_{gref}$ (*Esc. 2*) y posteriormente $\omega_g = \omega_{gref}$ y $P_g = P_{gref}$ (*Esc. 3*). Cuando se opera en condiciones nominales y se presenta alguna ráfaga de viento (incremento repentido de la velocidad del viento por un tiempo corto) se tiene $\omega_g > \omega_{gref}$ y $P_g > P_{gref}$ (*Esc. 4*). Analizando los escenarios con una perspectiva de control se tiene que:

- *Escenario 1:* $\omega_e < 0$ y $P_e < 0$ entonces $\theta_{sc} < 0$.
- *Escenario 2:* $\omega_e = 0$ y $P_e < 0$ entonces $\theta_{sc} < 0$.
- *Escenario 3:* $\omega_e = 0$ y $P_e = 0$ entonces $\theta_{sc} = 0$.
- *Escenario 4:* $\omega_e > 0$ y $P_e > 0$ entonces $\theta_{sc} > 0$.

En los *Escenarios 1* y *2* el $\theta_{sc} < 0$, sin embargo en la práctica se tiene un límite físico del ángulo del aspa. Esto significa que si el control genera un comando para un ángulo negativo, este será el ángulo menor en la que se pueda fijar el aspa. En el *Escenario 3*

no hay error de velocidad ni de potencia, por lo tanto no hay acción de control del aspa. Finalmente, en el *Escenario 4* al presentarse una ráfaga de viento, simultáneamente la velocidad y potencia cambian proporcionalmente y el control del aspa aumenta para que se opere en velocidad angular y potencia nominales.

Este último escenario es donde el control del aspa predomina en el proceso. Cuando el aspa se mueve de una curva de θ a otra se tienen diferentes conjuntos de puntos de C_p en los que la turbina puede operar. Entonces, el control elige un valor de C_p sobre la curva θ tal que se garantice $\omega_g = \omega_{gnom}$ y $P_g = P_{gnom}$ como se muestra en la [Figura 2.8](#). Esta figura muestra una trayectoria de puntos de C_p en los que debe operar la turbina

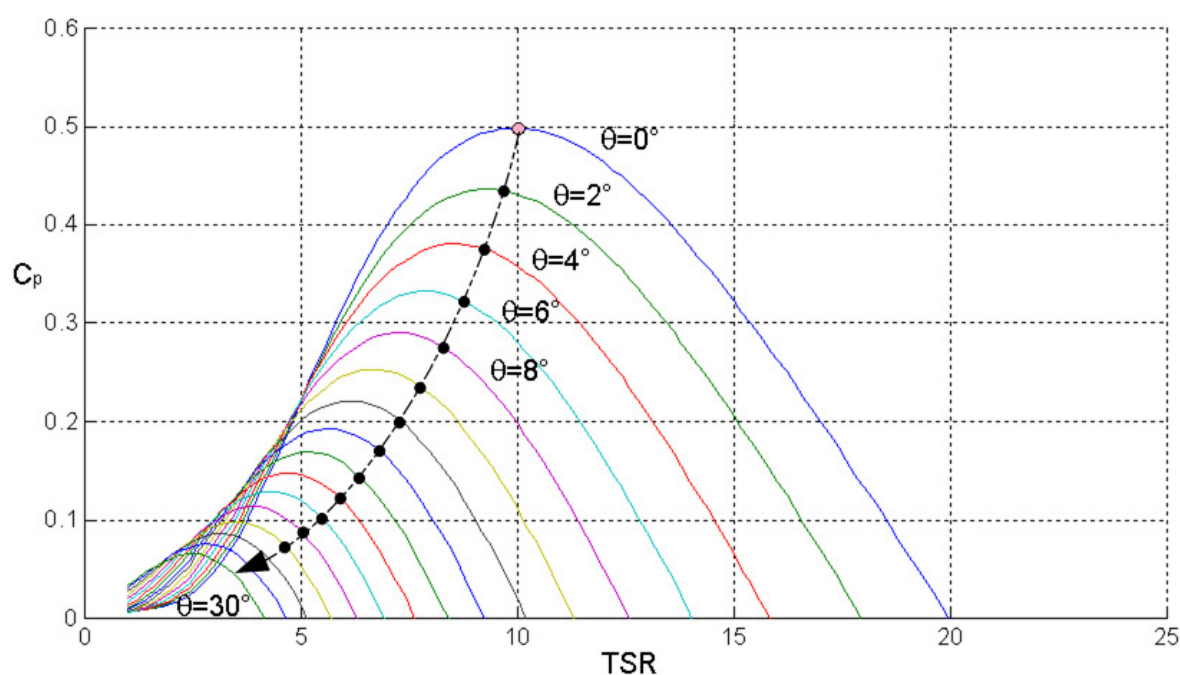


Figura 2.8: Trayectoria de la C_p con control del aspa cuando v_w se incrementa

para garantizar producción de potencia nominal conforme aumenta la velocidad del viento mediante el incremento del ángulo del aspa de la turbina.

2.4. Estrategia de control propuesta

La estrategia de control propuesta en este trabajo de tesis para un aerogenerador DFIG operando en las RII y RIII requiere solo del controlador del par del generador y se ilustra en la [Figura 2.9](#).

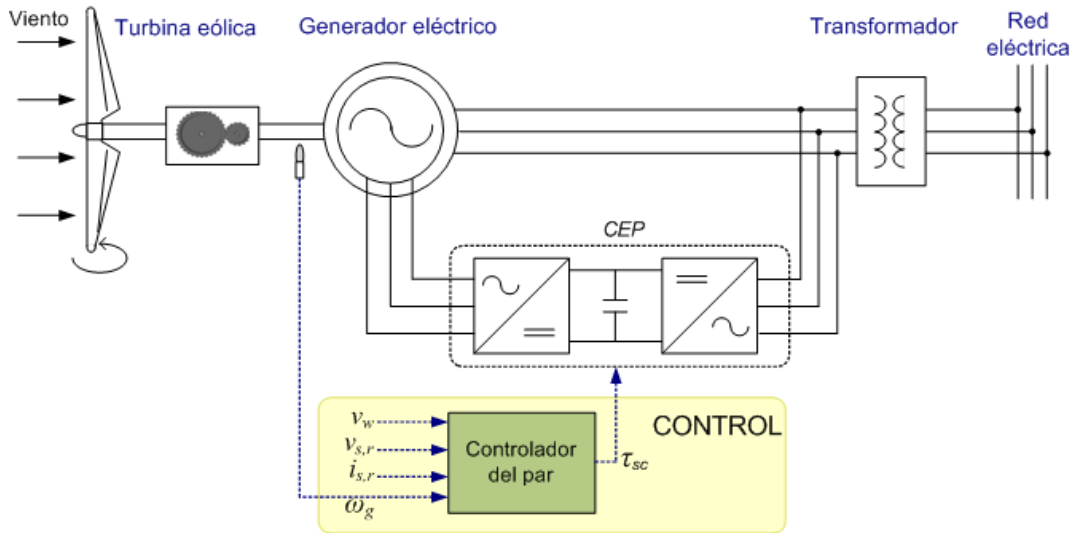


Figura 2.9: Control propuesto para un DFIG sin variar el ángulo de aspa (*stall* regulado)

2.4.1. Para la Región II: Seguimiento de punto máximo de eficiencia (MPPT)

La estrategia de seguimiento de punto máximo de potencia (Maximum power point tracking -MPPT-) permite maximizar la captura de potencia disponible en el viento debajo de la velocidad de viento nominal (v_w^{nom}). Esto se logra mediante el control de velocidad angular del generador tal que se mantenga el TSR óptimo (λ_{opt}) a pesar de las variaciones de viento.

En general, existen tres formas de generar la señal de control que se envía al CEP para controlar la velocidad angular del generador (Wu et al., 2011), a partir de: 1) Curva de potencia, 2) TSR óptimo, y 3) Par óptimo. Cualquiera de estas tres formas genera un comportamiento ilustrado en la Figura 2.7 y descrito en la Sección 2.3.1, donde en cualquier escenario posible la turbina se acelera o desacelera tal que se garantice la operación en el C_{pmax} .

2.4.2. Para la Región III: Sin variar el ángulo del aspa (*stall* regulado)

El control por *stall* regulado permite limitar la potencia capturada del viento para minimizar las cargas mecánicas del aerogenerador en velocidades de viento arriba de la velocidad de viento nominal (v_w^{nom}). Este tipo de control no requiere el MPA, es decir, no

hay control de la posición del aspa. Esto implica que de la familia de curvas de eficiencia de una turbina (ver Fig. 2.3), solo se opera sobre una y solo una curva determinada, que se le nombra como curva óptima del aspa. En teoría, la curva óptima es la curva de $\theta = 0^\circ$.

Para restringir la potencia que se captura del viento es necesario operar debajo del C_{pmax} , variando este coeficiente en función de la velocidad del viento tal que la potencia de la turbina sea siempre P_{nom} . La relación de potencias y la eficiencia de la turbina está dada por

$$P_t = C_p P_w \tag{2.20}$$

Donde $P_w \gg P_{nom}$ y $0 \leq C_p \leq C_{pmax}$. Entonces, hay un valor de coeficiente de potencia para cada valor de potencia disponible en el viento para restringir la potencia de la turbina a P_{nom} . Para obtener el C_p adecuado se puede incrementar o reducir el λ mediante el control de la velocidad angular como se muestra en la Figura 2.10.

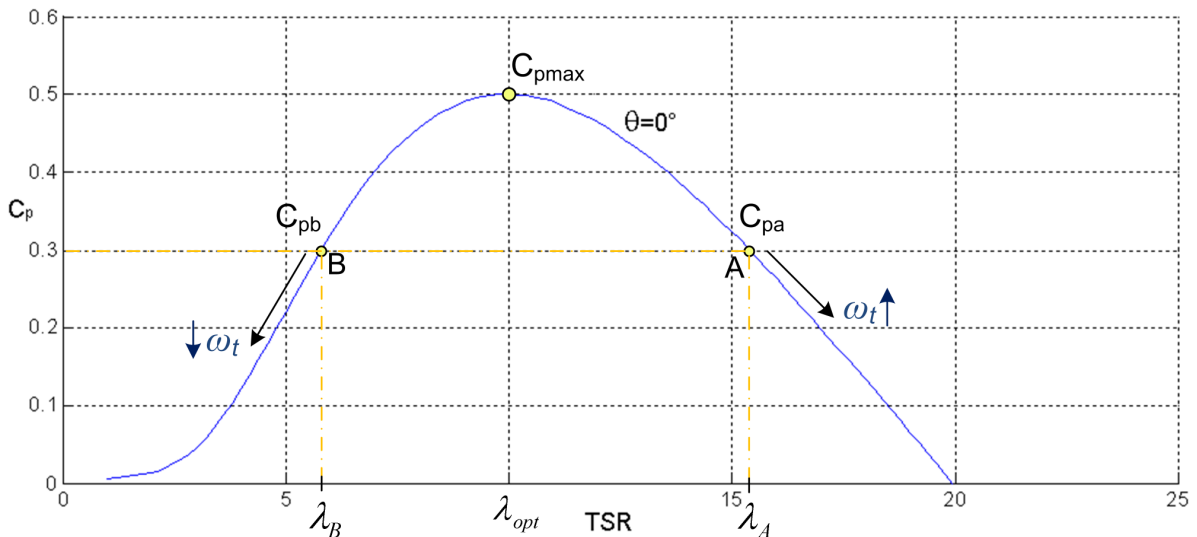


Figura 2.10: Curva de ángulo de aspa óptimo $\theta = 0^\circ$ para el control por *stall* regulado

Se observa que el C_p en los puntos A y B es igual, sin embargo, las velocidades relativas son diferentes. Combinando las ecuaciones (2.3) y (2.4) se tiene

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v_w} \tag{2.21}$$

Esta ecuación muestra que la λ es proporcional a ω_t , entonces para reducir λ es necesario reducir la velocidad angular, y viceversa.

Del lado izquierdo de la λ_{opt} , los incrementos de la velocidad angular y de la eficiencia tienen el mismo signo, mientras que del lado derecho tienen signos opuestos. Por eso, desde el punto de vista de estabilidad no es conveniente operar en el lado derecho de la

curva óptima ($\lambda > \lambda_{opt}$). Esto debido a que a altas velocidades de viento tendría que ser $\omega_t \gg \omega_{nom}$ lo que podría disparar el sistema de protecciones del aerogenerador. Por esta razón, los desarrollos de control por *stall* regulado operan en el lado izquierdo de la curva óptima para reducir la eficiencia de la turbina tal que $P_g = P_{nom}$ a altas velocidades de viento.

2.5. Análisis estático de un aerogenerador DFIG con aspa fija

El análisis estático de un conjunto turbina-generator se realiza evaluando el comportamiento de las variables principales del proceso en lazo abierto y en todo el rango de operación de velocidades de viento.

POTENCIA DISPONIBLE EN EL VIENTO

Primero, la potencia disponible del viento de una turbina eólica de cualquier área de barrido está dada por:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3$$

Considerando que los primeros cuatro términos de la ecuación son constantes para una turbina dada, se puede reescribir como

$$P_w = K_1 v_w^3 \quad (2.22)$$

Donde $K_1 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2$.

Esto permite observar que la potencia disponible en el viento incrementa con el cubo de la velocidad del viento.

POTENCIA DE LA TURBINA

La potencia aerodinámica de la turbina se examina en las RII y RIII de la curva de potencia-velocidad de un aerogenerador donde en: 1) RII: $v_w \leq v_w^{nom}$ y 2) RIII: $v_w > v_w^{nom}$.

RII: $v_w \leq v_w^{nom}$. La encomienda es operar a la máxima eficiencia (en el C_{pmax}), entonces la potencia de la turbina está dada por

$$P_t = C_p P_w$$

Con $C_p = C_{pmax}$, y sustituyendo P_w de la Ec. (2.22)

$$P_t = C_{pmax}P_w = C_{pmax}K_1v_w^3$$

Como los primeros dos términos son constantes, entonces se puede reescribir como

$$P_t = K_2v_w^3 \quad (2.23)$$

Donde $K_2 = C_{pmax}K_1$. Lo que implica que la potencia aerodinámica de la turbina es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

RIII: $v_w > v_w^{nom}$. El objetivo es minimizar las cargas mecánicas, por lo tanto $C_p < C_{pmax}$, además de producir potencia nominal ($P_t = P_{tnom}$), entonces la eficiencia está dada por la relación

$$C_p = \frac{P_{tnom}}{P_w}$$

Sustituyendo P_w por la Ec. (2.22) se tiene

$$C_p = \frac{P_{tnom}}{K_1v_w^3}$$

Siendo K_1 y P_{tnom} constantes

$$C_p = \frac{K_3}{v_w^3}$$

Donde $K_3 = \frac{P_{tnom}}{K_1}$. Esta ecuación permite apreciar que la eficiencia de la turbina se hace decrecer proporcionalmente al cubo de la velocidad del viento para hacer $P_t = P_{tnom}$.

RELACIÓN DE VELOCIDAD EN PUNTA

RII: $v_w \leq v_w^{nom}$. Como en esta región se opera con eficiencia $C_p = C_{pmax}$ entonces la velocidad relativa en la punta del aspa es $\lambda = \lambda_{opt}$.

RIII: $v_w > v_w^{nom}$. Como $C_p \neq C_{pmax}$ entonces $\lambda \neq \lambda_{opt}$. Considerando que existen valores de velocidad relativa a la izquierda y a la derecha del λ_{opt} entonces se establecen dos casos: a) $\lambda < \lambda_{opt}$, y b) $\lambda > \lambda_{opt}$. Recurriendo a la ecuación genérica de C_p presentada en Heier (1998) y citada en Villanueva (2012) se tiene

$$C_p(\lambda, \theta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\theta - C_4 \right) e^{-C_5/\lambda_i} \quad (2.24)$$

Con λ_i dada por

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1} \quad (2.25)$$

Las ecuaciones (2.24) y (2.25) modelan la familia de curvas de eficiencia para cada ángulo del aspa. Si se selecciona solo la curva de $\theta = 0^\circ$, entonces la ecuación de C_p se reescribe como

$$C_p(\lambda, 0) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_4 \right) e^{-C_5/\lambda_i} \quad (2.26)$$

Y λ_i está dada por

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda} - 0.035 \quad (2.27)$$

Despejando λ_i de la Ec. (2.27) y sustituyendo en la Ec. (2.26) se tiene

$$C_p(\lambda, 0) = C_1 \left(\frac{C_2(1 - 0.035\lambda)}{\lambda} - C_4 \right) e^{-C_5(1-0.035\lambda)/\lambda}$$

De una manera más simplificada, la ecuación es

$$C_p(\lambda, 0) = \left(\frac{C_m}{\lambda} + C_n \right) e^{-C_5/\lambda} \quad (2.28)$$

Donde $C_m = C_1 C_2 e^{0.035 C_5}$ y $C_n = -C_1(0.035 C_2 + C_4) e^{0.035 C_5}$.

La velocidad relativa de la punta del aspa está dada por la solución de la Ecuación (2.28) para cada valor de eficiencia de la RIII. No obstante, si se analizan las tendencias para a) $\lambda < \lambda_{opt}$, si $\lambda \downarrow$ y $C_p \downarrow$, por lo que

$$C_p \propto \lambda, \quad C_p = \frac{K_3}{v_w^3} \quad \Longrightarrow \quad \lambda \propto \frac{1}{v_w^3}; \quad \lambda \in [\lambda_{min}, \lambda_{opt})$$

Y para b) $\lambda > \lambda_{opt}$, si $\lambda \uparrow$ y $C_p \downarrow$, por lo que

$$C_p \propto \frac{1}{\lambda}, \quad C_p = \frac{K_3}{v_w^3} \quad \Longrightarrow \quad \lambda \propto v_w^3; \quad \lambda \in (\lambda_{opt}, \lambda_{max}]$$

VELOCIDAD ANGULAR DE LA TURBINA

RII: $v_w \leq v_w^{nom}$. La velocidad angular de la turbina, también llamado eje de baja velocidad, está dada por

$$\omega_t = \frac{\lambda v_w}{R} \quad (2.29)$$

Como $\lambda = \lambda_{opt}$ se reescribe

$$\omega_t = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R} \quad (2.30)$$

La velocidad relativa en la punta del aspa y el radio del rotor son constantes entonces

$$\omega_t = K_4 v_w \quad (2.31)$$

Donde $K_4 = \frac{\lambda_{opt}}{R}$. Lo que implica que la velocidad angular de la turbina incrementa linealmente con la velocidad del viento.

RIII: $v_w > v_w^{nom}$. Debido a que λ tiene dos soluciones, se tiene una velocidad angular para cada solución. Para a) $\lambda < \lambda_{opt}$, la velocidad relativa de la punta del aspa es $\lambda \propto \frac{1}{v_w^3}$, entonces

$$\omega_t \propto \frac{v_w}{v_w^3 R} = K_5 \frac{1}{v_w^2} \quad (2.32)$$

Donde $K_5 = \frac{1}{R}$. Esto indica que para $\lambda < \lambda_{opt}$ la velocidad angular decrece con el cuadrado de la velocidad del viento.

Por otro lado, para b) $\lambda > \lambda_{opt}$, la velocidad relativa de la punta del aspa es $\lambda \propto v_w^3$, entonces

$$\omega_t \propto \frac{v_w^4}{R} = K_5 v_w^4 \quad (2.33)$$

Esta relación demuestra que la velocidad angular incrementará con la velocidad del viento a la cuarta potencia. Esto podría ocasionar problemas de seguridad, mantenimiento y estabilidad en el aerogenerador. Este resultado refuerza el argumento de operar con $\lambda < \lambda_{opt}$ en la RIII.

VELOCIDAD ANGULAR DEL GENERADOR Y DESLIZAMIENTO

RII: $v_w \leq v_w^{nom}$. La velocidad angular del eje generador también llamado eje de alta velocidad, está dada por

$$\omega_m = K_{mul} \omega_t \quad (2.34)$$

Donde K_{mul} es la relación de la caja de engranes, es decir, la constante de la caja multiplicadora. Sustituyendo ω_t de la Ec. (2.31) se tiene

$$\omega_m = K_{mul} K_4 v_w = K_6 v_w \quad (2.35)$$

Donde $K_6 = K_{mul} K_4$. El deslizamiento del generador, considerando la velocidad síncrona ω_{sm} constante, está dado por

$$s = \frac{\omega_{sm} - \omega_m}{\omega_{sm}} = 1 - \frac{\omega_m}{\omega_{sm}} = 1 - \frac{K_6 v_w}{\omega_{sm}} = 1 - K_7 v_w \quad (2.36)$$

Donde $K_7 = \frac{K_6}{\omega_{sm}}$.

POTENCIA ACTIVA DEL GENERADOR

RII: $v_w < v_w^{nom}$. La potencia del estator está dada por la Ec. (2.11), la cual sustituyendo las Ecs. (2.23) y (2.36) se reescribe en términos de velocidad del viento es

$$P_s = \frac{P_t}{1-s} = \frac{K_2 v_w^3}{1 - (1 - K_7 v_w)} = K_8 v_w^2 \quad (2.37)$$

Donde $K_8 = \frac{K_2}{K_7}$

La potencia del rotor está dada por la Ec. (2.12), la cual sustituyendo las Ecs. (2.37) y (2.36) se reescribe en términos de velocidad del viento es

$$P_r = -sP_s = -(1 - K_7 v_w)(K_8 v_w^2) = K_2 v_w^3 - K_8 v_w^2 \quad (2.38)$$

El análisis del deslizamiento y potencias activas del generador en la RII nos permite observar que el mínimo del deslizamiento $\text{mín}(s)$ se presenta cuando $v_w = v_w^{nom}$, y es cuando se genera $P_r = P_{rmax}$.

Además, notar que mientras P_s aumenta con el cuadrado de la velocidad del viento, P_r aumenta con el cubo, es decir, la potencia del rotor crece más rápido conforme el viento aumenta.

Para verificar si la estrategia de control sin variar el ángulo del aspa es factible, se realiza el procedimiento de análisis estático con una máquina comercial.

2.5.1. Caso de estudio: Aerogenerador 1.5s de GE

TURBINA EÓLICA

Una máquina comercial DFIG de 1.5 MW de GE (General Electric) cuenta con los parámetros contenidos en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Parámetros de la máquina 1.5s de 1.5MW

Parámetro	Valor
Potencia nominal	1.5 MW
Radio del rotor	32.25 m
Eficiencia máxima	0.48
TSR óptimo	7.91
Caja de engranes	65
Pares de polos	3

Además, se considera una densidad del aire a nivel del mar de 1.225 kg/m^3 .

Se calculan las potencias disponible en el viento (P_w) y de la turbina (P_t), así como la eficiencia (C_p) como se estableció al principio de esta sección. Los valores calculados están contenidos en la Tabla 2.2. Adicionalmente, se presenta estos resultados gráficamente en las Figuras 2.11 y 2.12.

Tabla 2.2: Potencia y eficiencia de la turbina 1.5s de 1.5MW

$v_w < v_w^{nom}$			$v_w > v_w^{nom}$		
$v_w[m/s]$	$C_{pmax}[adi]$	$P_t[kW]$	$v_w[m/s]$	$C_p[adi]$	$P_{tnom}[kW]$
5	0.48	120	12	0.433	1500
6	0.48	207	13	0.341	1500
7	0.48	329	14	0.273	1500
8	0.48	491	15	0.222	1500
9	0.48	700	16	0.183	1500
10	0.48	960	17	0.152	1500
11	0.48	1278	18	0.128	1500
			19	0.109	1500
			20	0.093	1500
			21	0.080	1500
			22	0.070	1500
			23	0.061	1500
			24	0.054	1500
			25	0.048	1500

Posteriormente se calculan los valores de λ que garantizan los C_p necesarios para velocidades de viento alto $v_w \in [12, 25]$. Cada valor de eficiencia tiene dos valores de λ , uno del lado izquierdo de λ_{opt} a la que llamaremos λ_b , y el otro a la derecha que llamaremos λ_a . A partir de estos valores de velocidad relativa se calculan las velocidades angulares de la turbina (eje de baja velocidad).

Los valores de eficiencia, velocidades relativas en la punta del aspa y sus correspondientes velocidades angulares están contenidos en la Tabla 2.3.

GENERADOR ELÉCTRICO

El aerogenerador comercial 1.5s utiliza un generador eléctrico DFIG de tres pares de

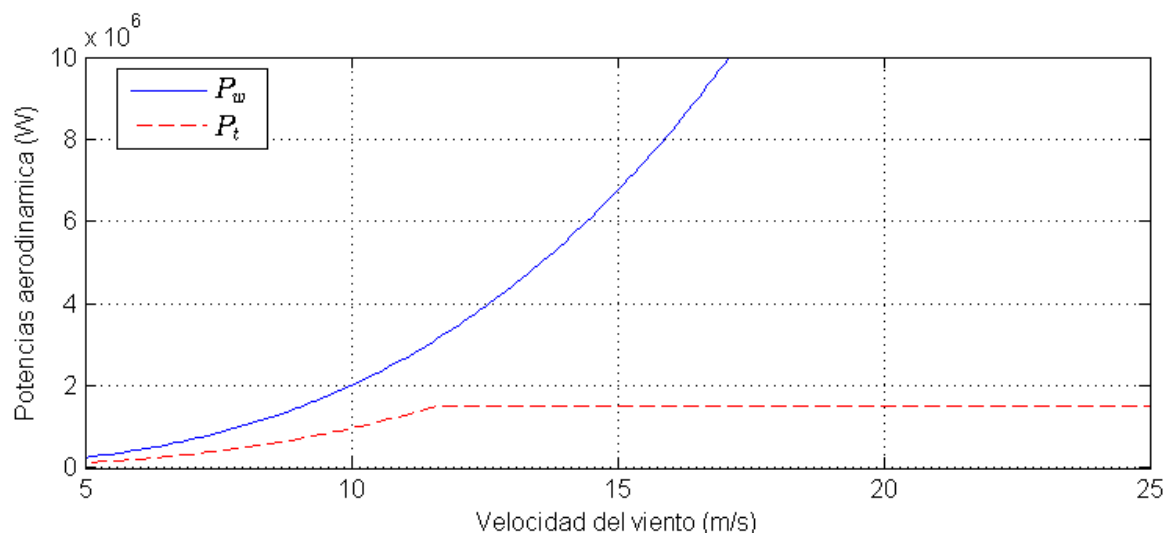


Figura 2.11: Análisis estático de las potencias disponible en el viento y aerodinámica de la máquina 1.5s de GE

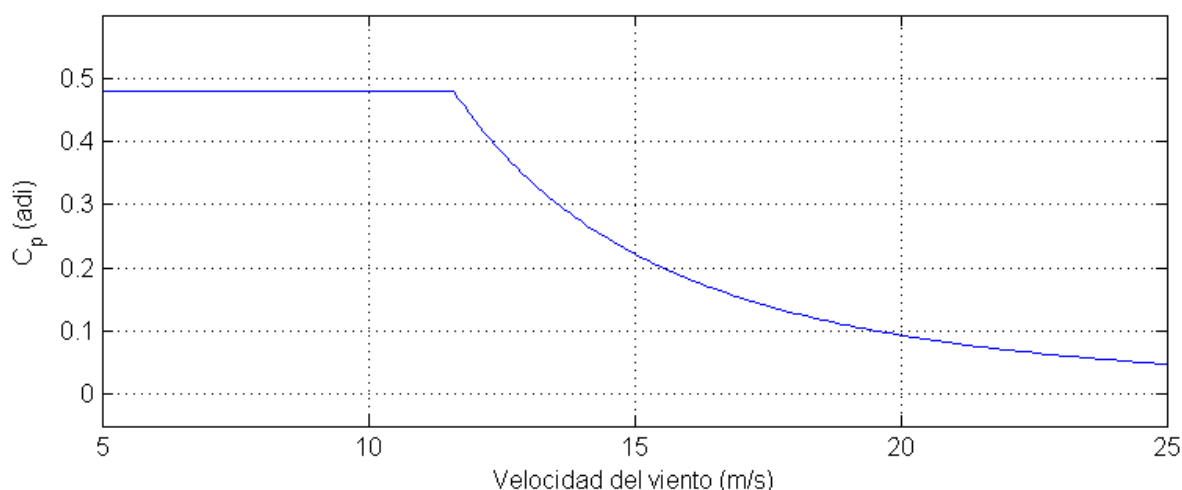


Figura 2.12: Análisis estático de la eficiencia de la máquina 1.5s de GE

polos, por lo tanto su velocidad síncrona es:

$$\omega_{sm} = \frac{60f_e}{p} = \frac{(60)(60)}{3} = 1200rpm \quad (2.39)$$

Considerando una relación en la caja de $K_{mul} = 65$, se calcula la velocidad del generador (eje de alta velocidad), la cual se muestra en la [Figura 2.13](#).

A partir de esta figura, en la RIII se opera en régimen supersíncrono, con velocidades correspondientes a λ_b y λ_a . Sin embargo, las velocidades angulares ω_{ma} (de λ_a) son excesivas, siendo $\max(\omega_{ma}) = 6272rpm$, lo cual pone en peligro la integridad física de la máqui-

Tabla 2.3: Velocidad angular de la turbina 1.5s de 1.5 MW para $v_w > v_w^{nom}$

$v_w[\frac{m}{s}]$	$C_p[adi]$	$\lambda_b[adi]$	$\lambda_a[adi]$	$\omega_b[rpm]$	$\omega_a[rpm]$
12	0.433	6.70	9.56	23.82	33.98
13	0.341	5.66	10.71	21.81	41.25
14	0.273	5.08	11.35	21.07	47.08
15	0.222	4.67	11.78	20.76	52.35
16	0.183	4.36	12.09	20.65	57.30
17	0.152	4.10	12.32	20.67	62.05
18	0.128	3.89	12.50	20.76	66.65
19	0.109	3.71	12.64	20.90	71.14
20	0.093	3.55	12.75	21.07	75.54
21	0.080	3.41	12.84	21.25	79.88
22	0.070	3.29	12.92	21.45	84.16
23	0.061	3.17	12.98	21.64	88.41
24	0.054	3.07	13.03	21.83	92.62
25	0.048	2.97	13.07	22.02	96.79

na. Por otro lado, las velocidades ω_{mb} (de λ_b) son factibles, siendo $\text{máx}(\omega_{mb}) = 1791rpm$

Por lo tanto, enfocando el análisis en la velocidades angulares factibles ω_{mb} , el deslizamiento, Ec. (2.9), y los flujos de potencia activa Ecs. (2.11) y (2.12) se muestran en la [Figura 2.14](#). Se observa que el valor máximo de potencia en el rotor es $\text{máx}(P_r) \approx 490kW < \frac{1}{3}P_{nom}$. Esto implica que, considerando un factor de seguridad, el convertidor electrónico de potencia tiene que ser $P_{conv} = \frac{1}{3}P_{nom}$ del generador, lo que es el límite máximo de potencia se considera comercialmente ([Fletcher and Yang, 2010](#)).

Nota: $\text{máx}(P_r)$ se presenta en la transición de la [RII](#) a la [RIII](#) ([RII.5](#)), la cual no se abarcará en este trabajo de tesis.

Finalmente, se comparan los pares mecánicos de la turbina y del generador considerando variación contra ángulo fijo. Para la [RII](#) ambas estrategias tienen pares mecánicos iguales debido a que operan bajo la filosofía del MPPT. En la [RIII](#), en el control típico (variando el aspa), la encomienda es mantener la velocidad angular en un valor fijo, comúnmente a la velocidad asociada a un deslizamiento de $s = -0.2$. En este caso particular, para una máquina eléctrica de 3 pares de polos, la velocidad nominal para el control típico,

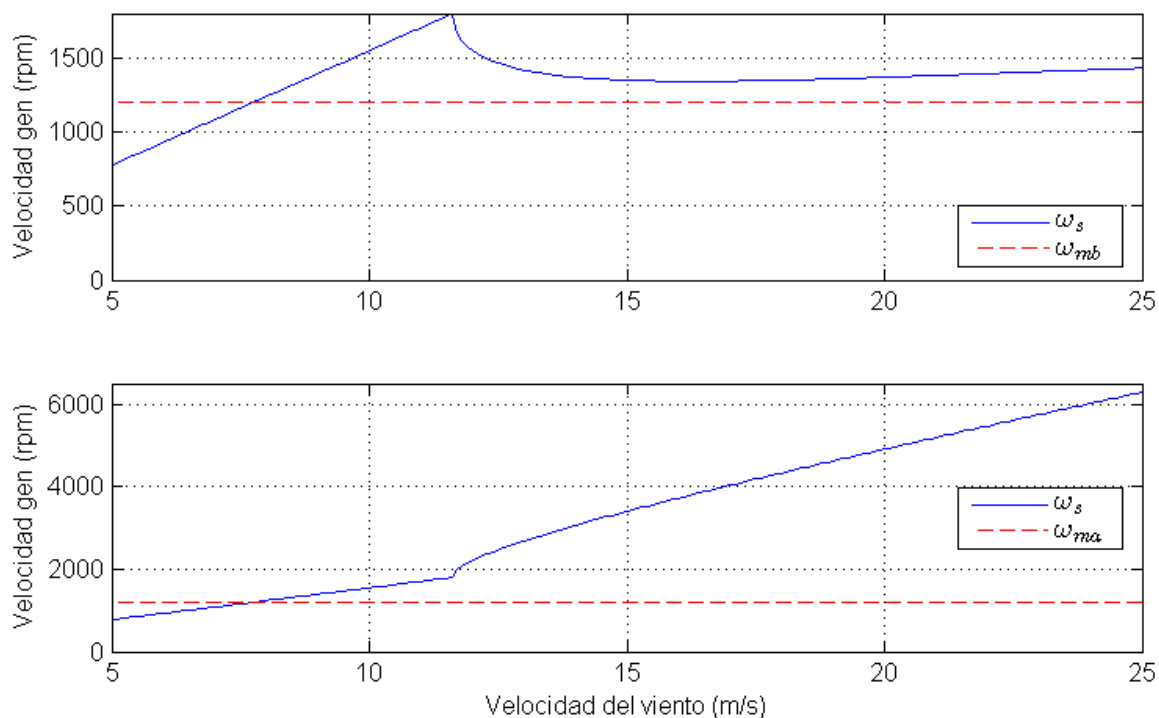


Figura 2.13: Análisis estático de la velocidad angular del generador, con $\lambda < \lambda_{opt}$ (arriba) y $\lambda > \lambda_{opt}$ (abajo)

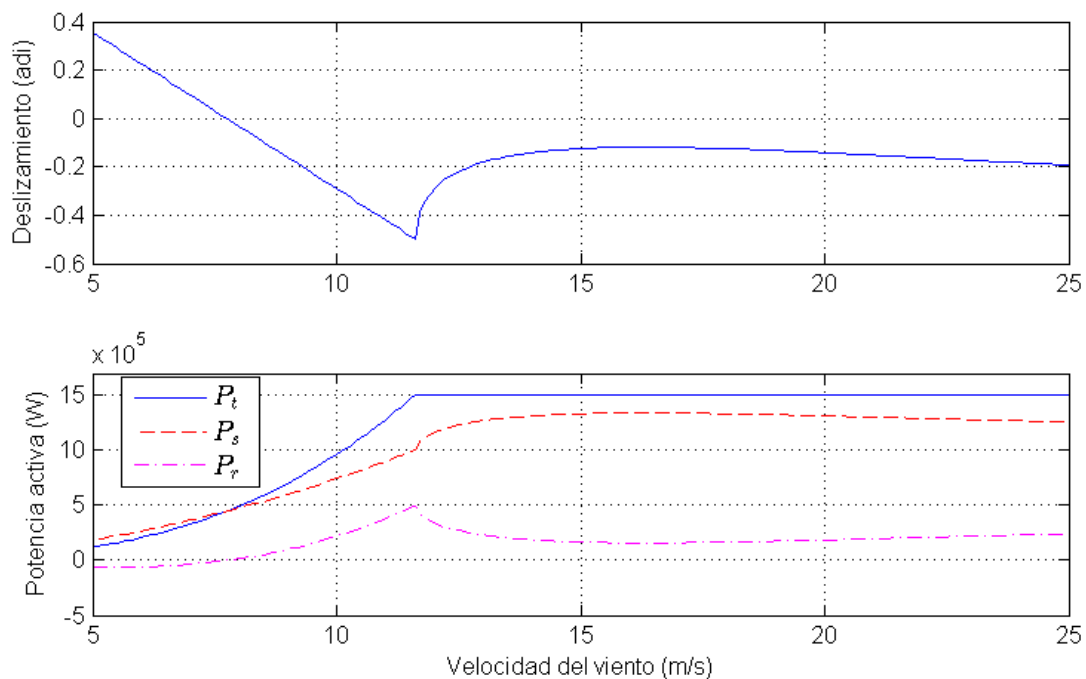


Figura 2.14: Análisis estático con λ_b : Deslizamiento y flujos de potencia activa de la máquina 1.5s

es de $\omega_{maspa} = 1440rpm$. Mientras que para el control propuesto (aspa fija) se opera a diferentes velocidades angulares. Cabe mencionar que en la RIII se debe tener $P_t = P_{tnom}$. Teniendo estas consideraciones en cuenta se calculan los pares mecánicos de la turbina y el generador mostrados en la [Figura 2.15](#).

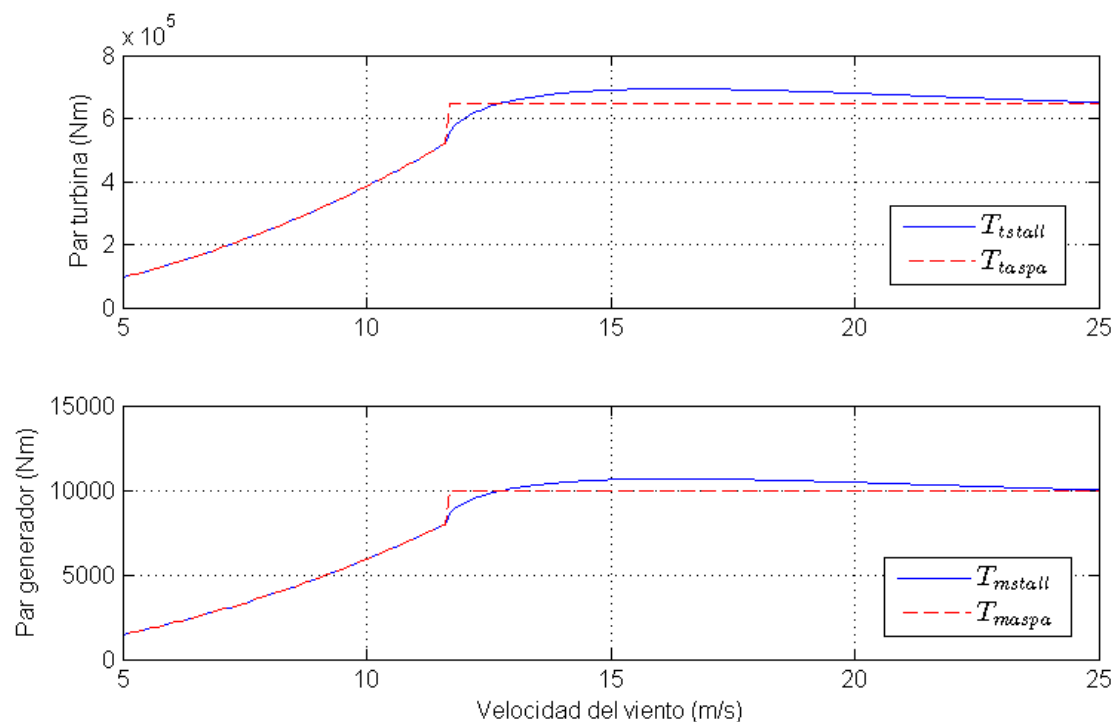


Figura 2.15: Análisis estático de los pares mecánicos de la turbina y el generador de la máquina 1.5s con *stall* regulado (λ_b) y control del aspa

Como se mencionó anteriormente, se aprecia que en la RII los pares son iguales con ambas estrategias. Por otro lado, en la RIII con control típico se tiene pares mecánicos constantes pues la velocidad angular y la potencia de la turbina son constantes. El par mecánico con aspa fija varía con respecto a la velocidad angular tal que se mantenga la potencia de la turbina constante. Como la velocidad angular tiende a decrecer en la RIII, entonces el par mecánico tiene a crecer. Por lo tanto, existe una diferencia de no más del %8 en los pares entre variar y sin variar el aspa. Por lo que se muestra que la estrategia sin variar el ángulo del aspa es factible para un aerogenerador comercial.

Capítulo 3

MODELO Y CONTROL DEL AEROGENERADOR

En este capítulo se describen los modelos matemáticos de la turbina y el generador eléctrico, así como el controlador basado en pasividad. Además, se muestra el modelo lineal en los parámetros de la turbina para fines de estimación. En la Sección 3.1 se muestra un modelo aerodinámico de la turbina eólica de tres parámetros y un modelo de generador eléctrico de orden 5. En la Sección 3.2 se menciona el algoritmo de mínimos cuadrados y los observadores de la velocidad del viento y del radio equivalente, así como una demostración de convergencia paramétrica considerando la turbina y los observadores en la RII. En la Sección 3.3 se describe el controlador basado en pasividad utilizado en las regiones II y III, así como las referencias de velocidad para cada región.

3.1. Modelo matemático del aerogenerador

3.1.1. Modelo de la turbina

MODELO DE LA AERODINÁMICA DE LA TURBINA

En la realidad, un aerogenerador tiene la capacidad de funcionar como turbina eólica (generando potencia) o como ventilador (consumiendo potencia). El modelo de la turbina eólica presentado en [Heier \(1998\)](#) utiliza la velocidad relativa ubicada en la punta del aspa de la turbina(λ), lo cual no permite generar un comportamiento simétrico de las operaciones turbina-ventilador (incluyendo la transición). Esto es debido a que este modelo

es válido solo para coeficientes de potencia positivos.

En Villanueva (2007) se obtiene un modelo aerodinámico de la turbina, el cual si permite reproducir el comportamiento simétrico en las operaciones turbina-ventilador. En primer lugar, se introduce una nueva variable llamada velocidad relativa en la punta del aspa transformada (λ'), la cual está dada por

$$\lambda' = \frac{v_w - r\omega_t}{v_{wm}}; \quad v_{wm} \neq 0 \quad (3.1)$$

Donde r es el radio equivalente [m] ($r \neq R$) y v_{wm} es la velocidad del viento promedio [m/s].

La velocidad relativa de la punta del aspa y su transformada se relacionan con

$$\lambda = \frac{R}{r} \left[1 - \text{sgn}(\lambda') \lambda' \frac{v_{wm}}{v_w} \right] \quad (3.2)$$

Así mismo, el radio equivalente (Villanueva, 2012) se presenta por

$$r = R \left[\frac{0.4\theta + 5 + \frac{4.06}{\theta^3+1}}{116 - 0.08\theta(0.4\theta + 5 + \frac{4.06}{\theta^3+1})} \right] \quad (3.3)$$

El radio equivalente está en función del radio del rotor (R) y del ángulo del aspa (θ). En la estrategia de control sin variar el ángulo del aspa se opera en un ángulo fijo $\theta = 0^\circ$, por lo tanto se reescribe la Ec. (3.3)

$$r = 0.0781R \quad (3.4)$$

Por otro lado, el coeficiente de potencia en función de las nuevas variables es

$$C_p = \frac{1}{2} \text{sgn}(\lambda') \left[\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta - 5 \right] e^{-21/\lambda_i} \quad (3.5)$$

Donde λ_i es calculada por las Ecs (2.24) y (2.25) con $\lambda_i = \lambda_i(\lambda', \theta)$. La familia de curvas de eficiencia generadas por este modelo son simétricas en la operación turbina-ventilador como se muestra en la Figura 3.1.

La ecuación de eficiencia con $\theta = 0^\circ$ es

$$C_p = \frac{1}{2} \text{sgn}(\lambda') \left[\frac{116}{\lambda_i} - 5 \right] e^{-21/\lambda_i} \quad (3.6)$$

Debe notarse que la ecuación que representa a la eficiencia de la turbina con la nueva variable aún es altamente no lineal.

MODELO DEL PAR MECÁNICO DE LA TURBINA

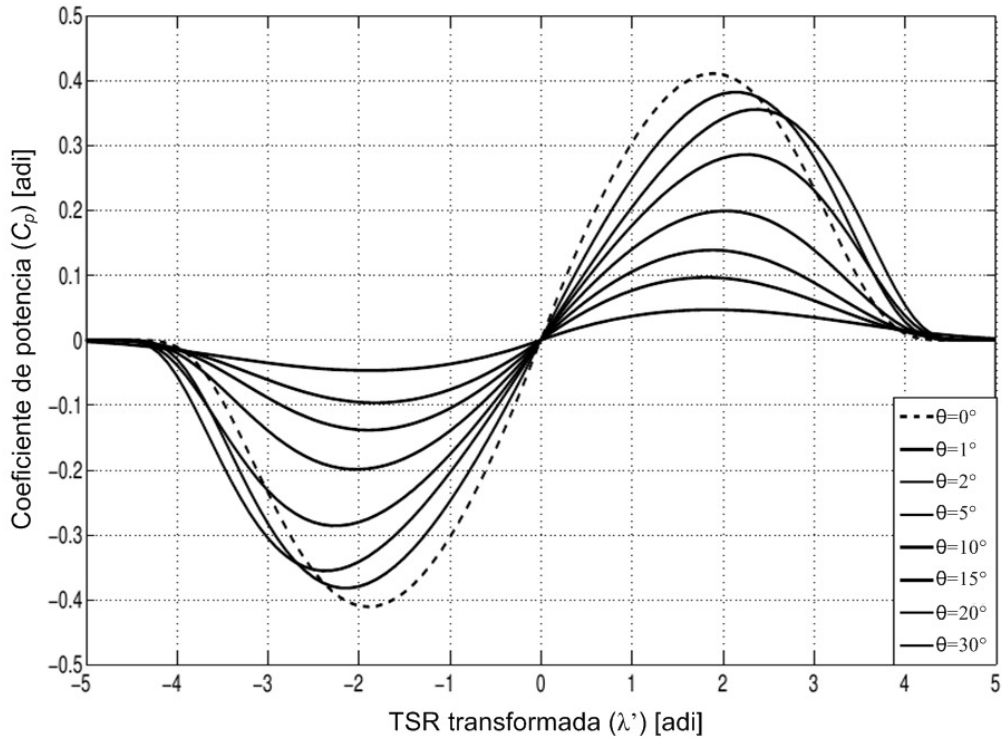


Figura 3.1: Familia de curvas de eficiencia del modelo de una turbina basado en la λ'

Las representaciones de la aerodinámica de una turbina eólica, ya sea el presentado en [Heier \(1998\)](#) o [Villanueva \(2007\)](#), son altamente no lineales. Sin embargo, es posible usar una representación razonable y simple para modelar una turbina. Debido a que típicamente el par es una variable muy utilizada para el control del generador eléctrico, se utiliza una representación usando la hipótesis de que la turbina opera basada en un efecto de fricción entre el viento y las aspas.

Se considera una nueva variable llamada *velocidad relativa basada en el radio equivalente* ([Villanueva, 2007](#)) dada por

$$v_r = v_w - r\omega_t \quad (3.7)$$

Donde se cumple que $T_t = 0 \iff v_r = 0$. El valor de r se ajusta según la Ec. (3.3), la cual depende del ángulo del aspa. En la [Figura 3.2](#) se muestra la relación del par mecánico de la turbina con respecto a la velocidad relativa basada en el radio equivalente presentada en [Villanueva \(2012\)](#).

Sin modelar la potencia mecánica ni el coeficiente de potencia, se recurre a un modelo del par mecánico de la turbina en términos de la velocidad relativa basada en el radio equivalente presentado en [Villanueva \(2012\)](#). Este modelo está dado por

$$T_t = \sigma_1 v_r^2 + \sigma_2 v_r + \sigma_3 \quad (3.8)$$

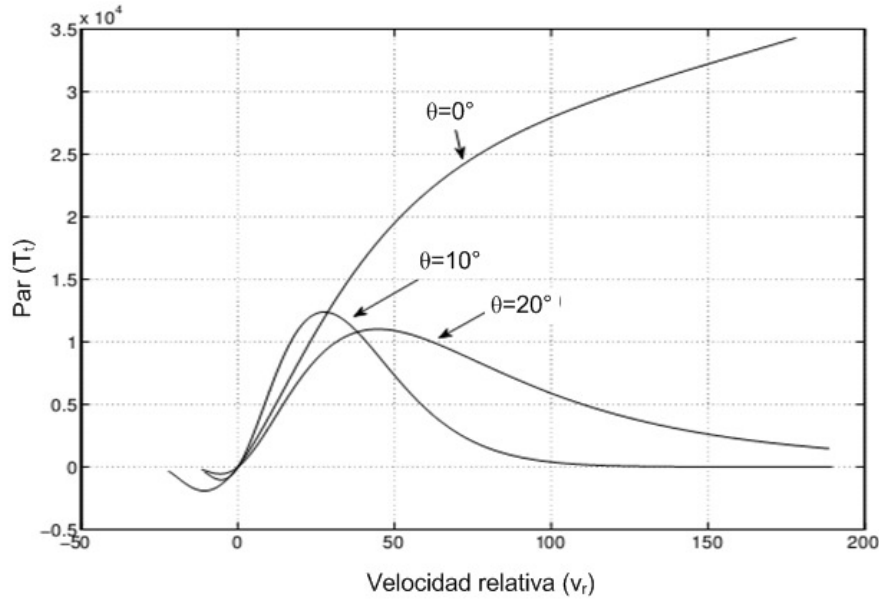


Figura 3.2: Par mecánico respecto a la velocidad relativa basada en el v_r , con $\omega_t = 44$

Donde $\sigma_1 [Ns^2/m]$, $\sigma_2 [Ns]$ y $\sigma_3 [Nm]$ son parámetros desconocidos. Este modelo permite realizar una parametrización lineal de la forma

$$T_t = \Phi^T \Sigma \tag{3.9}$$

Donde Φ es el vector regresor que contiene las señales que se pueden medir y que contiene la excitación persistente suficientemente rica para lograr que los parámetros converjan a los valores correctos, y Σ es el vector de parámetros desconocidos, con la forma

$$\Phi^T = \begin{bmatrix} v_r^2 & v_r & 1 \end{bmatrix}$$

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{bmatrix}$$

Ya que el modelo es lineal en los parámetros es posible estimar los parámetros desconocidos a partir de un algoritmo de identificación.

3.1.2. Modelo del generador

El modelo del generador eléctrico DIFG utilizado es un modelo estándar de dos fases ($\alpha\beta$) de la máquina de inducción mostrada en [Krause \(1986\)](#)

$$D_e(\theta_r)\dot{x} + C_e(\theta_r)\dot{\theta}_r x + R(\theta_r, \dot{\theta}_r)x = u \tag{3.10}$$

Donde $D_e(\theta_r)$ es la matriz de inductancias dada por

$$D_e(\theta_r) = \begin{bmatrix} L_s I_2 & L_m e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} & L_r I_2 \end{bmatrix} = D_e^T(\theta_r) > 0 \quad (3.11)$$

La matriz $C_e(\theta_r)$ es

$$C_e(\theta_r) = \begin{bmatrix} 0 & L_m \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

La matriz de disipación $R_e(\theta_r, \dot{\theta}_r)$ es

$$R_e(\theta_r, \dot{\theta}_r) = \begin{bmatrix} R_s I_2 & 0 \\ -L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r & R_r I_2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Siendo

$$\mathcal{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = -\mathcal{J}^T \quad (3.14)$$

Y

$$e^{\mathcal{J}\theta_r} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & -\sin(\theta_r) \\ \sin(\theta_r) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Donde $x = [x_s^T, x_r^T]^T = [x_{s\alpha}, x_{s\beta}, x_{r\alpha}, x_{r\beta}]^T$ es el vector de corrientes de estator y del rotor respectivamente, θ_r es la posición eléctrica del rotor del generador, siendo $\theta_r = p\theta_m$, cuya derivada es $\dot{\theta}_r = \omega_r = p\dot{\theta}_m = p\omega_m$ donde θ_m y ω_m son la posición mecánica y la velocidad angular respectivamente, p es el número de pares de polos. Las inductancias del estator, del rotor y la mutua son $L_s, L_r, L_m > 0$ respectivamente, $R_s, R_r > 0$ son las resistencias de los devanados del estator y del rotor del generador, y $u = [u_s^T, u_r^T]^T$ es el vector de voltajes, formado por los voltajes de estator y el rotor. Por último, I_2 es la matriz identidad de orden 2.

Por otro lado, la dinámica de movimiento del acoplamiento turbina-generator es

$$T_e - T_m = J \frac{d}{dt} \omega_m + \mu \omega_m \quad (3.16)$$

Donde T_m es el par mecánico inyectado al generador eléctrico donde $T_m = \frac{T_t}{K_{mul}}$, J y μ son los coeficientes de inercia y fricción viscosa respectivamente, y T_e es el par eléctrico dado por

$$T_e = \frac{3}{2} p x^T C_e(\theta_r) x = \frac{3}{2} p L_m x_s^T \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} x_r \quad (3.17)$$

Las variables mecánicas y parámetros están referidas al lado del generador. Además, $R_e(\theta_r, \dot{\theta}_r)$ es una matriz de disipación que depende del término $-L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r$.

3.2. Estimación paramétrica de la turbina

3.2.1. Ley de adaptación por mínimos cuadrados con normalización

En Villanueva (2007) se utilizó un estimador del par mecánico dado por

$$\widehat{T}_t = \widehat{\Phi}^T \widehat{\Sigma} \quad (3.18)$$

Donde $\widehat{\Phi}$ es un regresor estimado que contiene algunas señales que son estimadas, y utiliza la velocidad relativa basada en el radio equivalente de la Ec (3.7), por lo que se reescribe

$$\widehat{T}_t = \begin{bmatrix} \widehat{v}_r^2 & \widehat{v}_r & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\sigma}_1 \\ \widehat{\sigma}_2 \\ \widehat{\sigma}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\widehat{v}_w - \widehat{r}\omega_t)^2 & (\widehat{v}_w - \widehat{r}\omega_t) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\sigma}_1 \\ \widehat{\sigma}_2 \\ \widehat{\sigma}_3 \end{bmatrix}$$

Considerando que la velocidad angular se puede medir, queda como

$$\widehat{T}_t = \begin{bmatrix} (\widehat{v}_w - \widehat{r}\omega_t)^2 & (\widehat{v}_w - \widehat{r}\omega_t) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{\sigma}_1 \\ \widehat{\sigma}_2 \\ \widehat{\sigma}_3 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Por lo tanto, se requieren observadores de la velocidad del viento y del radio equivalente. Estos observadores se presentan en la Sección 3.2.2. Asimismo, se utiliza el algoritmo de mínimos cuadrados con un método de normalización presentado en Ioannou and Sun (1996), cuya ley de adaptación es

$$\dot{\widehat{\Sigma}} = \frac{M \widehat{\Phi} \widetilde{T}_t}{m} \quad (3.20)$$

Donde \widetilde{T} es el error de estimación del par

$$\widetilde{T}_t = T_t - \widehat{T}_t \quad (3.21)$$

Y $M = M^T > 0$, se da por

$$\dot{M} = -\frac{M \widehat{\Phi}^T \widehat{\Phi} M}{m} \quad (3.22)$$

Con $m^2 = 1 + m_s^2$, donde m_s es una señal de normalización cuya función es mantener la estimación acotada, es decir, $\dot{\widehat{\Sigma}}, \dot{M} \in \mathcal{L}_\infty$, con $\frac{\widehat{\Phi}}{m} \in \mathcal{L}_\infty$, y m_s está dada por

$$m_s^2 = \widehat{\Phi}^T M \widehat{\Phi} \quad (3.23)$$

3.2.2. Observadores de v_w y r

La velocidad del viento se mide mediante un anemómetro, el cual está situado en la parte externa y trasera de la góndola (en el extremo opuesto a las aspas). La ubicación del anemómetro introduce incertidumbres y no permite generar las acciones de control correspondientes a la velocidad del viento instantánea que impacta las aspas de la turbina. Asimismo, la gran cantidad de ruido en la medición de velocidad de viento exige utilizar otros métodos para obtener la velocidad del viento. Una opción es el estimador de viento utilizado en Villanueva (2012) dado por

$$\hat{v}_w = L_1 \tilde{T}_t \quad (3.24)$$

Por otro lado, el radio equivalente es un parámetro desconocido de la turbina que cambia con el ángulo del aspa. Además, conforme transcurre el tiempo de operación de la turbina, este parámetro puede variar. Por estos motivos, se utiliza un estimador del radio equivalente dado por (Villanueva, 2012)

$$\hat{r}\omega_t = L_2 \tilde{T}_t \quad (3.25)$$

Donde $L_1, L_2 > 0$.

El par de la turbina (T_t) se obtiene a partir de la Ec. (2.5), considerando que la potencia eléctrica se puede calcular y que $P_t \approx P_g$, y además que la velocidad angular del generador se puede medir y que $\omega_t = \frac{\omega_m}{K_{mul}}$.

3.2.3. Demostración de convergencia paramétrica en la RII

La derivada del error del par mecánico de la Ec. (3.21) es

$$\dot{\tilde{T}}_t = \dot{T}_t - \dot{\hat{T}}_t = \dot{\Phi}^T \Sigma - \dot{\hat{\Phi}}^T \hat{\Sigma} - \hat{\Phi}^T M \hat{\Phi} \tilde{T}_t \quad (3.26)$$

Por otro lado, expandiendo $\hat{\Phi}$ de la Ec. (3.19)

$$\hat{\Phi} = \begin{bmatrix} \hat{v}_w^2 - 2\hat{v}_w \hat{r}\omega_t + \hat{r}^2 \omega_t^2 \\ \hat{v}_w - \hat{r}\omega_t \\ 1 \end{bmatrix}$$

Cuya derivada es

$$\dot{\hat{\Phi}} = \begin{bmatrix} 2\hat{v}_w \dot{\hat{v}}_w - (2\hat{r}\omega_t \dot{\hat{v}}_w + 2\hat{v}_w \omega_t \dot{\hat{r}} + 2\hat{v}_w \hat{r} \dot{\omega}_t) + 2\hat{r}^2 \omega_t \dot{\omega}_t + 2\hat{r} \dot{\hat{r}} \omega_t^2 \\ \dot{\hat{v}}_w - \dot{\hat{r}}\omega_t - \hat{r} \dot{\omega}_t \\ 0 \end{bmatrix}$$

Considerando que la aceleración media de la velocidad del viento es nula y que la velocidad angular de la turbina depende linealmente de la velocidad del viento en la RII (ver la Ec. (2.31)) ($\dot{v}_w = 0$ y $\dot{\omega}_t = 0$), entonces

$$\dot{\hat{\Phi}} = \begin{bmatrix} 2\hat{v}_w\dot{\hat{v}}_w - 2\hat{r}\dot{\omega}_t\dot{\hat{v}}_w - 2\hat{v}_w\omega_t\dot{\hat{r}} + 2\hat{r}\dot{\omega}_t^2 \\ \dot{\hat{v}}_w - \dot{\hat{r}}\omega_t \\ 0 \end{bmatrix}$$

Sustituyendo $\dot{\hat{v}}_w$ y $\dot{\hat{r}}$ de las Ecs. (3.24) y (3.25)

$$\begin{aligned} \dot{\hat{\Phi}} &= \begin{bmatrix} 2\hat{v}_w L_1 \tilde{T}_t - 2\hat{r}\omega_t L_1 \tilde{T}_t - 2\hat{v}_w \omega_t (L_2/\omega_t) \tilde{T}_t + 2\hat{r}(L_2/\omega_t) \tilde{T}_t \omega_t^2 \\ L_1 \tilde{T}_t - (L_2/\omega_t) \tilde{T}_t \omega_t \\ 0 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 2(\hat{v}_w L_1 - \hat{r}\omega_t L_1 - \hat{v}_w L_2 + \hat{r}L_2\omega_t) \tilde{T}_t \\ (L_1 - L_2) \tilde{T}_t \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Por lo tanto $\dot{\hat{\Phi}}$ queda como

$$\dot{\hat{\Phi}} = (L_1 - L_2) \begin{bmatrix} 2(\hat{v}_w - \hat{r}\omega_t) \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \tilde{T}_t \quad (3.27)$$

Asimismo, se obtiene la derivada del regresor, considerando \dot{v}_w y $\dot{\omega}_t$ tienen media cero sobre un valor positivo

$$\dot{\Phi} = \begin{bmatrix} 2(v_w\dot{v}_w - r\omega_t\dot{v}_w - v_w r\dot{\omega}_t + r^2\omega_t\dot{\omega}_t) \\ \dot{v}_w - r\dot{\omega}_t \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (3.28)$$

Con la función candidata de Lyapunov

$$V(\tilde{T}) = \frac{1}{2} \tilde{T}_t^2 \quad (3.29)$$

Cuya derivada es

$$\dot{V} = \tilde{T}_t \dot{\tilde{T}}_t \quad (3.30)$$

Sustituyendo $\dot{\tilde{T}}_t$ de la Ec. (3.26) se tiene

$$\begin{aligned} \dot{V} &= \tilde{T}_t (\dot{\Phi}^T \Sigma - \dot{\hat{\Phi}}^T \hat{\Sigma} - \hat{\Phi}^T M \hat{\Phi} \tilde{T}_t) \\ &= -\hat{\Phi}^T M \hat{\Phi} \tilde{T}_t^2 + (\dot{\Phi}^T \Sigma - \dot{\hat{\Phi}}^T \hat{\Sigma}) \tilde{T}_t \end{aligned}$$

Sustituyendo $\dot{\Phi}$ y $\hat{\Phi}$ de las Ecs. (3.28) y (3.27), respectivamente se tiene que

$$\begin{aligned}\dot{\Phi}^T \Sigma &= 0 \\ \dot{\Phi}^T \hat{\Sigma} &= (L_1 - L_2) \begin{bmatrix} 2(\hat{v}_w - \hat{r}\omega_t) & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{bmatrix} (\tilde{T}_t) \\ &= (L_1 - L_2)(2(\hat{v}_w - \hat{r}\omega_t)\hat{\sigma}_1 + \hat{\sigma}_2)\tilde{T}_t\end{aligned}$$

Por lo tanto, \dot{V} queda

$$\dot{V} = -\hat{\Phi}^T M \hat{\Phi} \tilde{T}_t^2 - (L_1 - L_2)(2(\hat{v}_w - \hat{r}\omega_t)\hat{\sigma}_1 + \hat{\sigma}_2)\tilde{T}_t^2$$

Declarando $\zeta = 2(\hat{v}_w - \hat{r}\omega_t)\hat{\sigma}_1 + \hat{\sigma}_2$

$$\dot{V} = -\hat{\Phi}^T M \hat{\Phi} \tilde{T}_t^2 - (L_1 - L_2)\zeta \tilde{T}_t^2$$

Donde se debe cumplir que $(L_1 - L_2) = |L_1 - L_2| \text{sgn}(\zeta)$, tal que $\dot{V} < 0$.

La convergencia paramétrica se asegura con una entrada de excitación persistente, la cual en este caso es la velocidad del viento v_w en la RII.

3.2.4. Estimación de parámetros de la turbina de 1.5 MW

La estimación paramétrica de una turbina de 1.5 MW se realizó utilizando los parámetros de la máquina de 1.5s de GE de la Sección de Análisis Estático. Las simulaciones se realizaron en Matlab/Simulink, con un paso de integración de $h = 0.001$, y $t = 68s$.

Las ganancias de los observadores son $L_1 = 3.6(10^{-3})$ y $L_2 = 0.95(10^{-3})$, y las condiciones iniciales para los observadores y la ley de adaptación se muestran en la Tabla 3.1.

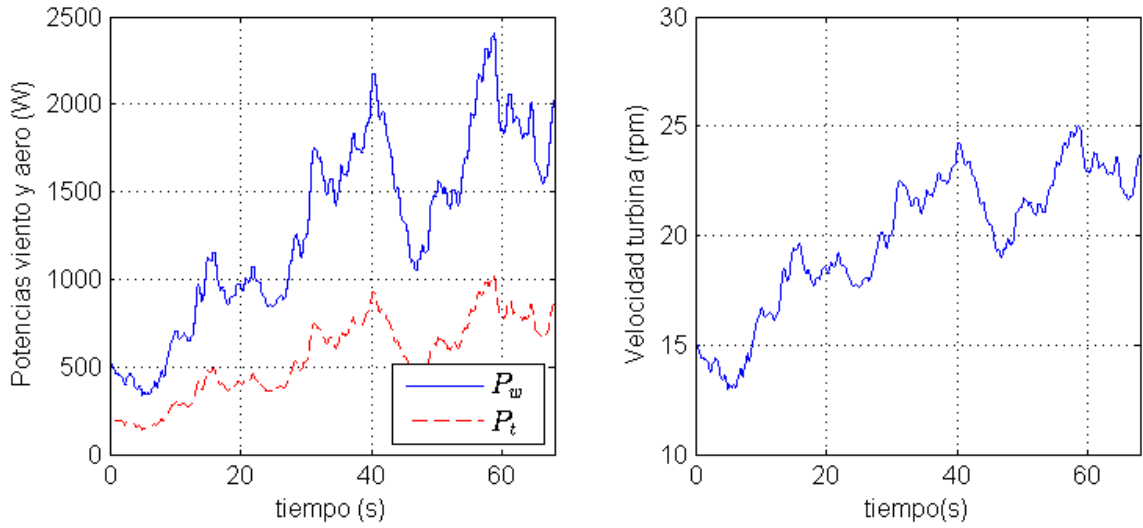
Los resultados de la simulación considerando la operación con C_{pmax} se muestran en las Figuras 3.3 a 3.6. En la Figura 3.3 están la potencia disponible en el viento, la potencia de la turbina y la velocidad angular de la turbina (eje de baja velocidad). En la Figura 3.4 se muestra la velocidad del viento y su estimación, así como el error de la estimación porcentual. El máximo error es $\tilde{v}_w = 2.3\%$ que se presenta en $t = 59s$ con $v_w = 10.6m/s$. En la Figura 3.5 se muestra el par mecánico y su estimación, así como el error de la estimación. El máximo error es $\tilde{T}_t = 0.4\%$ que se presenta en $t = 5s$.

Los errores porcentuales de la velocidad del viento y del par mecánico se dan por

$$\tilde{v}_w = \frac{v_w - \hat{v}_w}{v_w} \times 100; \quad \tilde{T}_t = \frac{T_t - \hat{T}_t}{T_t} \times 100$$

Tabla 3.1: Condiciones iniciales para la estimación de parámetros

Variable	CI
\hat{v}_w	0.1
$\hat{r}\hat{\omega}_t$	0.1
$\hat{\Sigma}$	$\begin{bmatrix} 0.1 & 0.1 & 0.1 \end{bmatrix}^T$
M	$\begin{bmatrix} 23.5 & 0 & 0 \\ 0 & 23.5 & 0 \\ 0 & 0 & 23.5 \end{bmatrix}$

Figura 3.3: Potencias del viento y de la turbina con $C_p = 0.48$, y velocidad de la turbina

3.3. Control del aerogenerador para las Regiones II y III

3.3.1. Controlador basado en pasividad

El controlador basado en pasividad (CBP) utilizado en este trabajo de tesis fue desarrollado en [Monroy \(2005\)](#). El CBP garantiza seguimiento asintótico de la velocidad de referencia y factor de potencia unitario del lado del estator.

En primer lugar, se especifican referencias de velocidad angular $\dot{\theta}_m^{ref}$ y su derivada ($\ddot{\theta}_m^{ref}$) tal que se genere el par eléctrico de referencia dado por

$$T_e^{ref} = T_m + J\ddot{\theta}_m^{ref} + \beta\dot{\theta}_m^{ref} - K_m e_m \quad (3.31)$$

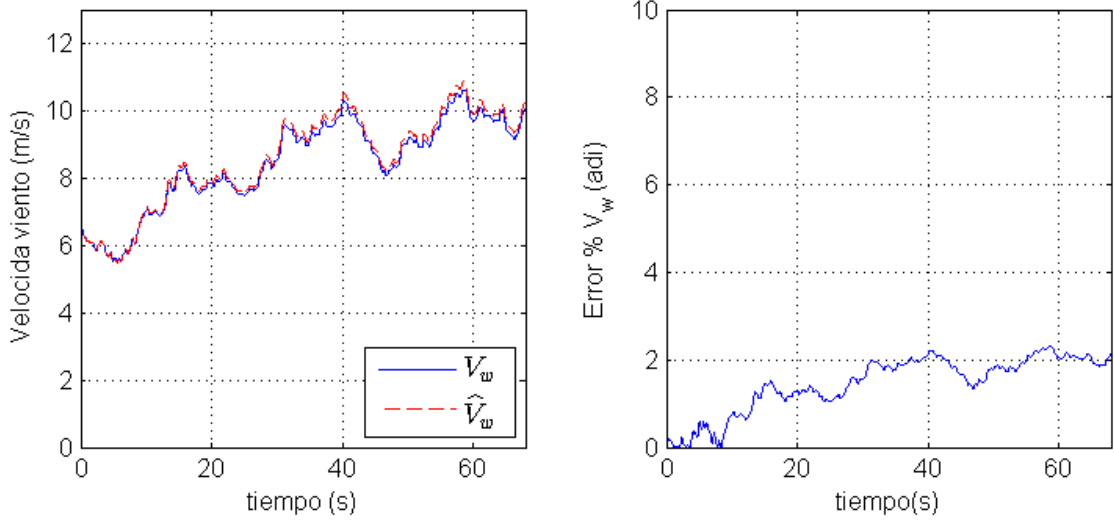


Figura 3.4: Observación de la velocidad del viento y su error porcentual

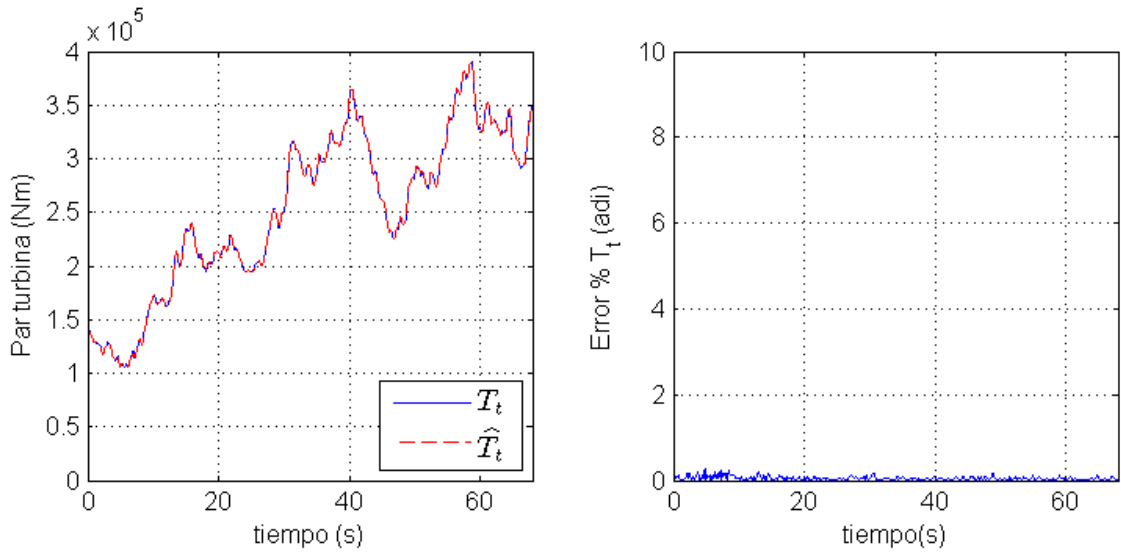


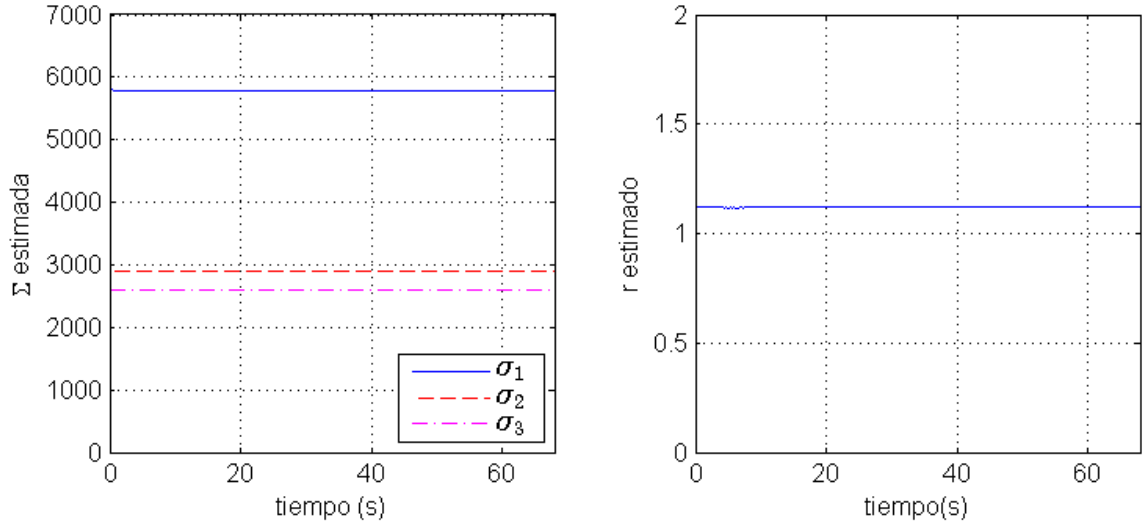
Figura 3.5: Observación del par de la turbina y su error porcentual

Donde T_m es el par mecánico inyectado al generador eléctrico dado por $T_m = T_t K_{mul}$, $K_m > 0$ es una ganancia y el error de velocidad angular $e_m = \dot{\theta}_m - \dot{\theta}_m^{ref}$.

Posteriormente, se genera el flujo del estator de referencia (λ_s^{ref}) mediante una magnitud (δ) y un ángulo (ρ_d), y cuya dinámica está fijada como (Monroy, 2005)

$$\dot{\delta} = C_{us} \cos(\rho_d - \theta_s) + \frac{2T_e^{ref} R_s}{3p\delta \tan(\rho_d - \theta_s)} \quad (3.32)$$

$$\dot{\rho}_d = -\frac{C_{us} \sin(\rho_d - \theta_s)}{\delta} - \frac{2T_e^{ref}}{3p\delta^2} \quad (3.33)$$


 Figura 3.6: Estimación de parámetros Σ y r

Donde C_{us} y θ_s es el valor pico y ángulo del voltaje del estator, respectivamente.

El flujo del estator deseado permite producir las corrientes de referencia dadas por

$$x_s^{ref} = e^{\mathcal{J}\theta_s} \begin{bmatrix} \frac{-2T_e^{ref}}{3p\delta \sin(\rho_d - \theta_s)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$x_r^{ref} = \frac{1}{L_m} e^{\mathcal{J}(\theta_s - \theta_r)} \begin{bmatrix} \delta \cos(\rho_d - \theta_s) + \frac{2L_s T_e^{ref}}{3p\delta \sin(\rho_d - \theta_s)} \\ \delta \sin(\rho_d - \theta_s) \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

La ley de control queda como

$$u_r = L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{x}_s^{ref} + L_r \dot{x}_r^{ref} - L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r x_s^{ref} + R_r x_r^{ref} - K_2 e_r \quad (3.36)$$

Donde u_r es el voltaje del rotor, el error de las corrientes del rotor $e_r = x_r^{ref} - x_r$, y K_2 es la ganancia

$$K_2 = \frac{L_m^2 \dot{\theta}_r^2}{4\epsilon} I_2$$

Siendo I_2 la matriz identidad de orden 2 y ϵ es una constante que varía entre $0 < \epsilon < R_s$.

Nota: El controlador garantiza factor de potencia unitario en el estator, sin embargo, es posible garantizar un factor de potencia diferente con un ajuste en la ley de control.

3.3.2. Referencias de velocidad angular con parámetros conocidos

Para la RII, la referencia de velocidad es

$$\dot{\theta}_m^{ref} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R} \quad (3.37)$$

Esta referencia está basada en la filosofía del MPPT tal que, considerando que se conoce λ_{opt} , es posible garantizar que la turbina opere a $C_p = C_{pmax}$.

En la RIII sin variar el ángulo del aspa, la referencia de velocidad usada es presentada en [Hoffman \(2002\)](#)

$$\dot{\theta}_m^{ref} = K_{pp} e_p + K_{pi} \int e_p dt; \quad e_p = P_{gnom} - P_g \quad (3.38)$$

En la RIII con control del aspa, la referencia de velocidad es constante y en operación supersíncrona. Para la máquina comercial descrita en el Capítulo 2, se cuenta con una velocidad angular nominal, la cual es

$$\dot{\theta}_m^{ref} = 1440rpm \quad (3.39)$$

Esta referencia será utilizada en las simulaciones del control del aspa. Mientras que para modificar la eficiencia de la turbina se utiliza un controlador PI para generar la señal de control que se envía al MPA.

Como se puede observar, la diferencia substancial entre las estrategias de control del aspa y sin variar el ángulo del aspa radica en la referencia de velocidad angular. Sin embargo, es posible satisfacer los objetivos de control del aerogenerador con ambas estrategias.

3.3.3. Referencias de velocidad angular con parámetros desconocidos

Para la RII se requiere conocer el valor de λ_{opt} . Sin embargo, es poco común que se conozca el valor exacto este parámetro aerodinámico, además de que puede variar dependiendo las condiciones climáticas. Para eliminar la dependencia de este parámetro, se calcula una nueva referencia de velocidad angular con base a los parámetros estimados. La nueva referencia de velocidad angular se obtiene calculando el máximo de la potencia de la turbina de [Villanueva \(2012\)](#) con respecto a la velocidad relativa

$$\frac{\partial P_t}{\partial v_r} = \frac{-3\sigma_1 v_r^2}{r} + \frac{2}{r}(\sigma_1 v_w - \sigma_2) v_r + \frac{1}{r}(\sigma_2 v_w - \sigma_3) = 0$$

Igualando a cero al ecuación obtenida, se pueden obtener 3 soluciones, de las cuáles una de ellas es la velocidad angular de referencia a partir de los parámetros estimados en la RII.

Nota: Se usó el comando solve de Matlab para obtener las soluciones de cada ecuación.

Recapitulando, los principales logros de este capítulo son la estimación del modelo de la turbina lineal en los parámetros, y la convergencia de los observadores mediante una simulación con un perfil de viento correspondiente a la RII. Asimismo, se demostró la convergencia paramétrica considerando un regresor estimado ($\hat{\Phi}$) y los modelos de la turbina para la RII. Finalmente, se mostraron las referencias de velocidad para el control en las RII y RIII, y se propuso una nueva referencia de velocidad para la RII usando los parámetros estimados y las variables observadas.

Capítulo 4

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de simulaciones de un aerogenerador de 1.5 MW operando en las regiones II y III mediante un controlador basado en pasividad variando y sin variar el ángulo del aspa. En la Sección 4.1 se describe la programación en general y las pruebas que se realizaron. En la Sección 4.2 se presentan los resultados del control en la región II basado en el MPPT con observadores y sin observadores. En la Sección 4.3 se presentan los resultados del control en la región III sin variar y variando el ángulo del aspa sin observadores. Finalmente, en la Sección 4.4 se comparan los resultados obtenidos de controlar el aerogenerador sin variar y variando el ángulo del aspa.

4.1. Bloques del primer nivel de la programación y descripción de las pruebas

En este trabajo de tesis se realizaron simulaciones con y sin estimador/observadores. Las simulaciones sin estimador ni observadores tienen la organización y conexión de los bloques mostrados en la [Figura 4.1](#). Se observa en la figura un perfil de viento que entra al modelo de la turbina, la cual está conectada al modelo del generador mediante una caja multiplicadora de velocidad (ganancia debida a la relación de la caja de engranes). Las referencias de velocidad se obtienen de la medición de velocidad angular y se envían al control, el cual genera la señal de control que se dirige al generador.

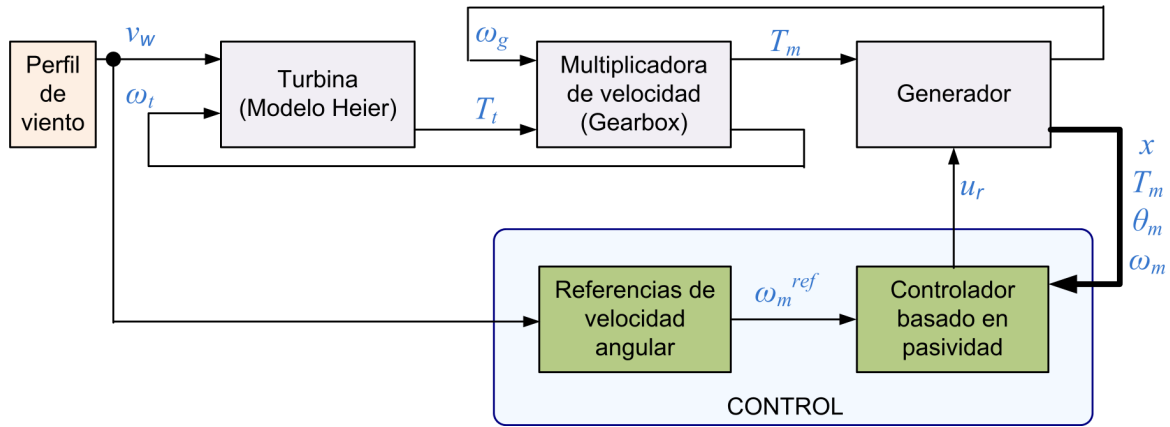


Figura 4.1: Diagrama de bloques de la programación sin considerar estimador

Las simulaciones que incluyen la estimación de parámetros y los observadores tiene un bloque adicional entre algunas señales medibles y el bloque que genera las referencias de velocidad para el control, como se puede observar en la [Figura 4.2](#).

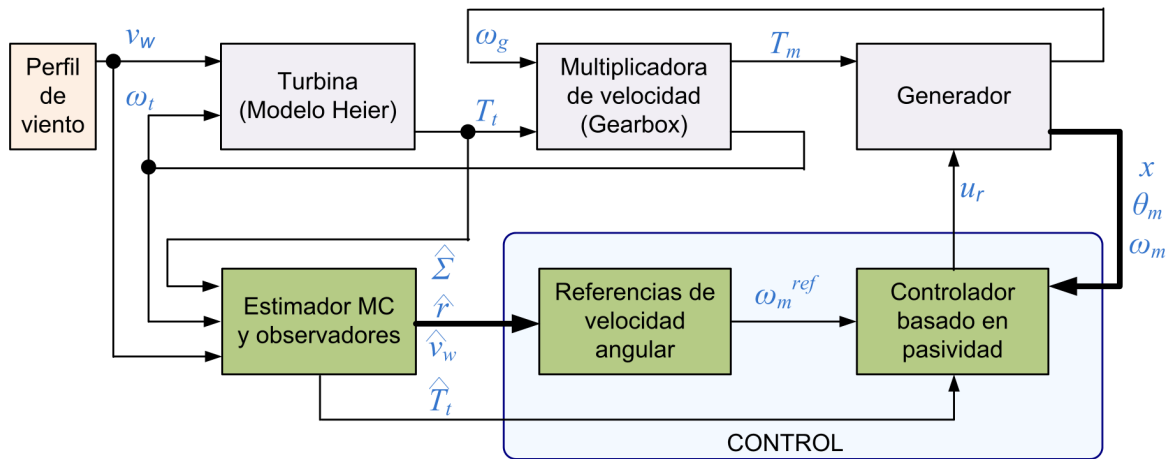


Figura 4.2: Diagrama de bloques de la programación con estimador

A partir de la programación realizada se llevaron a cabo distintas pruebas de simulación. En todas las simulaciones se usó el controlador basado en pasividad presentado en la Sección 3.1. Las pruebas están divididas en Región II y Región III, como se ilustra en la [Figura 4.3](#).

En todas las pruebas de la Región II se utiliza la filosofía del MPPT para garantizar la operación de la turbina a la eficiencia máxima mediante control de velocidad angular del generador eléctrico. Mientras que en la RIII se usan las estrategias variando y sin variar el ángulo del asa.

Básicamente, las pruebas se subclasifican según como se genere la referencia de velocidad

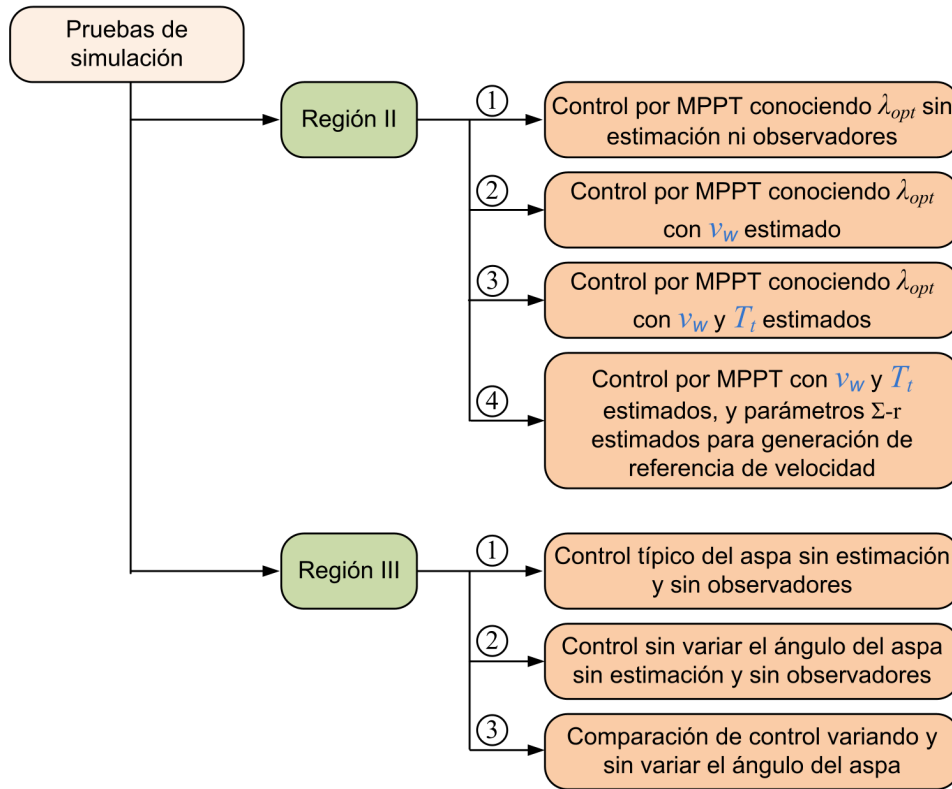


Figura 4.3: Diagrama de árbol de las pruebas realizadas

angular del generador (ω_m^{ref}), y si se considera o no el par estimado en el control. Las pruebas de simulación en la Región II son:

1. La referencia de control de velocidad se genera considerando que se conocen la longitud del aspa (R) y el TSR óptimo (λ_{opt}). Además, se requiere una medición de la velocidad del viento que impacta las aspas. La referencia de velocidad angular y la parte de la ley de control afectada
2. Es la prueba 1, excepto que se introduce la velocidad del viento estimada (\hat{v}_w).
3. Es la prueba 2, excepto que en el controlador basado en pasividad (ver Ec. (3.31)) se introduce el par estimado (\hat{T}_t) afectado por la relación de la multiplicadora tal que se genere un \hat{T}_m .
4. La referencia de control de velocidad se genera a partir de los parámetros estimados ($\hat{\Sigma}$) y la velocidad del viento estimada (\hat{v}_w). Esta referencia es una ecuación obtenida del modelo lineal en los parámetros descrito en la Sección 3.1, usando una de las soluciones de derivar el modelo con respecto a la velocidad relativa (ver detalle en

la Sección 3.3.3). Además, en el controlador basado en pasividad (ver Ec. (3.31)) también se utiliza el par estimado (\hat{T}_t) afectado por la relación de la multiplicadora, tal que se genere un \hat{T}_m .

Las pruebas de simulación en la Región III son:

1. Para el control típico (posicionamiento del aspa) la referencia de velocidad es constante, y corresponde a un deslizamiento $s = -0.2$ (como generalmente se define en el ámbito comercial).
2. Para el control sin variar el ángulo del aspa se usa un control PI para generar la referencia de velocidad cuya entrada es el error de la potencia del generador ($e_{P_g} = P_{gnom} - P_g$).
3. Para el análisis comparativo detallado de los resultados de controlar el aerogenerador variando y sin variar el aspa.

La programación de las referencias de velocidad angular para RII y RIII se representan en las Figuras 4.4 y 4.5, respectivamente. Los archivos de la programación y el código del modelo de aerogenerador y su control se describen en el Apéndice C.

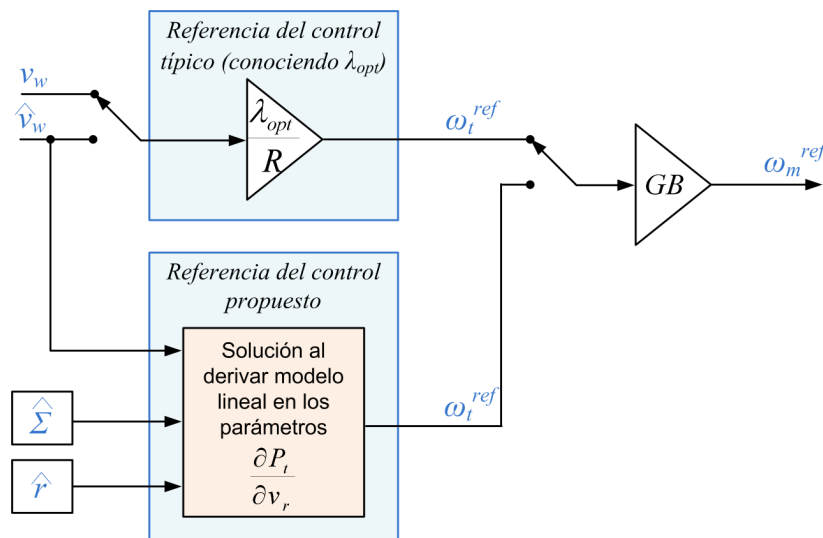


Figura 4.4: Programación de las referencias de velocidad angular para RII

Cabe mencionar que como la referencia de velocidad es constante para el control variando el aspa, la eficiencia requerida para la RIII se obtiene a partir de un lazo de control del aspa basado en un controlador PI. La señal de control generada es el ángulo de aspa deseada que se envía al MPA.

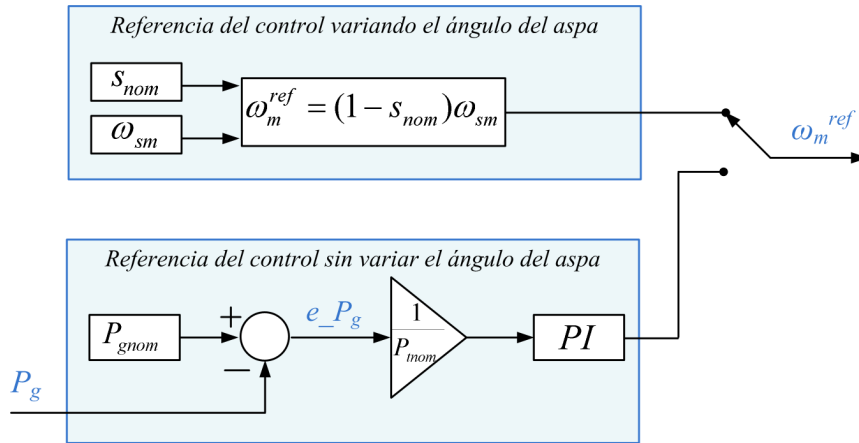


Figura 4.5: Programación de las referencias de velocidad angular para RIII

Nota: Los perfiles de viento usados en las pruebas de simulación son datos capturado en campo.

4.2. Control en la Región II basado en el MPPT

Las pruebas de simulación para la RII son cuatro y están organizadas como se mostró en la Figura 4.3. Los resultados se muestran de la Figura 4.7 a la 4.15, donde en cada gráfica se tiene la misma variable con subíndices del 1 al 4 según el número de la prueba: a) Prueba 1: Control típico conociendo λ_{opt} , b) Prueba 2: prueba 1 considerando \hat{v}_w , c) Prueba 3: prueba 2 considerando también \hat{T}_t , y d) Prueba 4: Referencia de velocidad basada en el modelo lineal en los parámetros y considerando \hat{v}_w y \hat{T}_t .

Las condiciones iniciales con las que se simula cada prueba son las mismas. Éstas se calculan suponiendo que se conoce un promedio de la velocidad del viento presente, pero no el valor exacto. De esta manera, se pretende en parte probar la robustez del control. El cálculo de las condiciones iniciales se muestra en el Anexo C.

En la Figura 4.6 se muestra el perfil de viento usado para cada una de las pruebas. Este perfil de viento corresponde a la RII barriendo desde 5.5 m/s a 10.5 m/s de velocidad del viento durante 50 segundos de simulación.

El primer objetivo de control de la RII se aprecia en la Figura 4.7, donde se muestra la eficiencia de la turbina cuya regulación de velocidad basada en el MPPT garantiza eficiencia máxima con las aspas fijas en $\theta = 0^\circ$. La línea roja punteada es la eficiencia máxima y la línea azul continua es la dinámica de la eficiencia de la turbina. Se observa que en

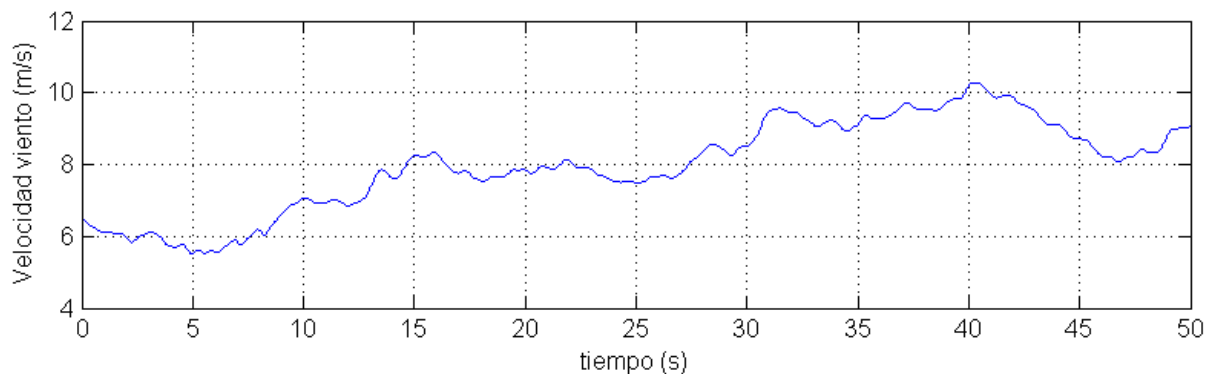


Figura 4.6: RII: Velocidad del viento

todas las pruebas se logró la eficiencia máxima sin importar la variación del viento, sin embargo, en las pruebas 1 y 4 se consigue la operación en el C_{pmax} con menos variaciones con respecto a las pruebas 2 y 3.

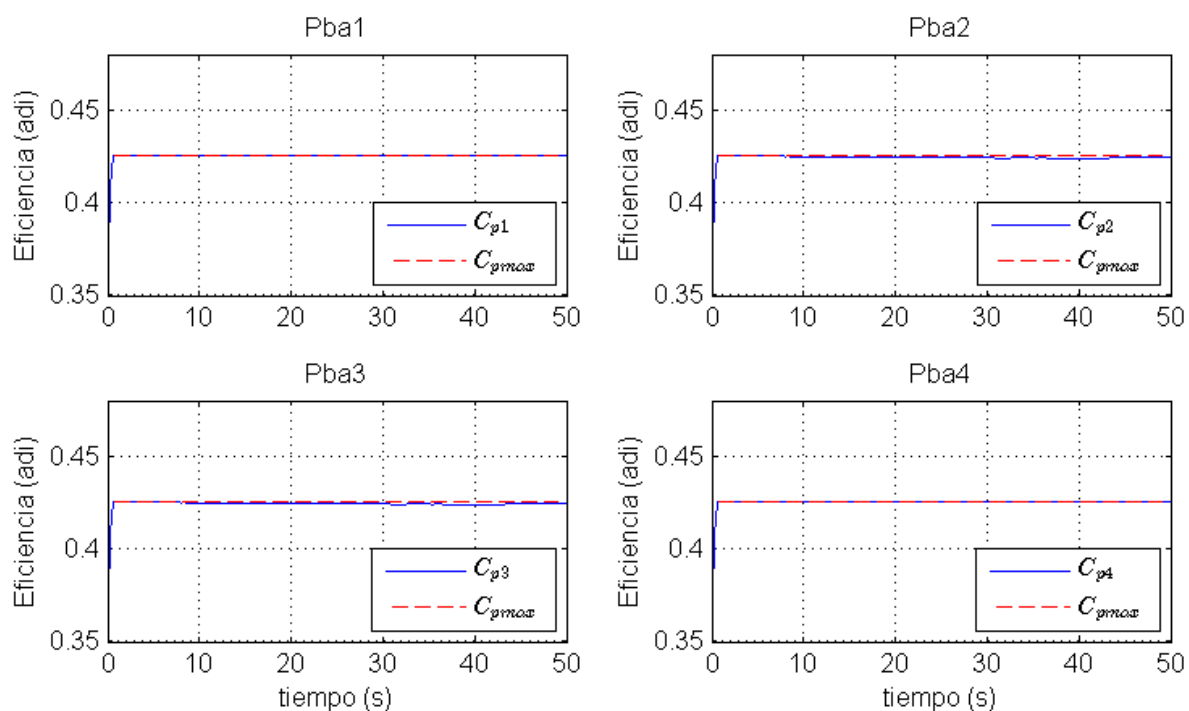


Figura 4.7: RII: Eficiencia de la turbina: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

En la [Figura 4.8](#) se observa la velocidad relativa en punta (TSR). La línea roja punteada es TSR óptimo, es decir, el valor de velocidad relativa en punta cuando las aspas están fijas en 0° y se opera a la eficiencia máxima. La línea azul continua es el TSR que corresponde a la eficiencia mostrada en la gráfica anterior. Se observa que en la prueba 1 se

mantiene constante el valor de TSR óptimo, mientras que en las pruebas 2 y 3 se presenta la mayor variación.

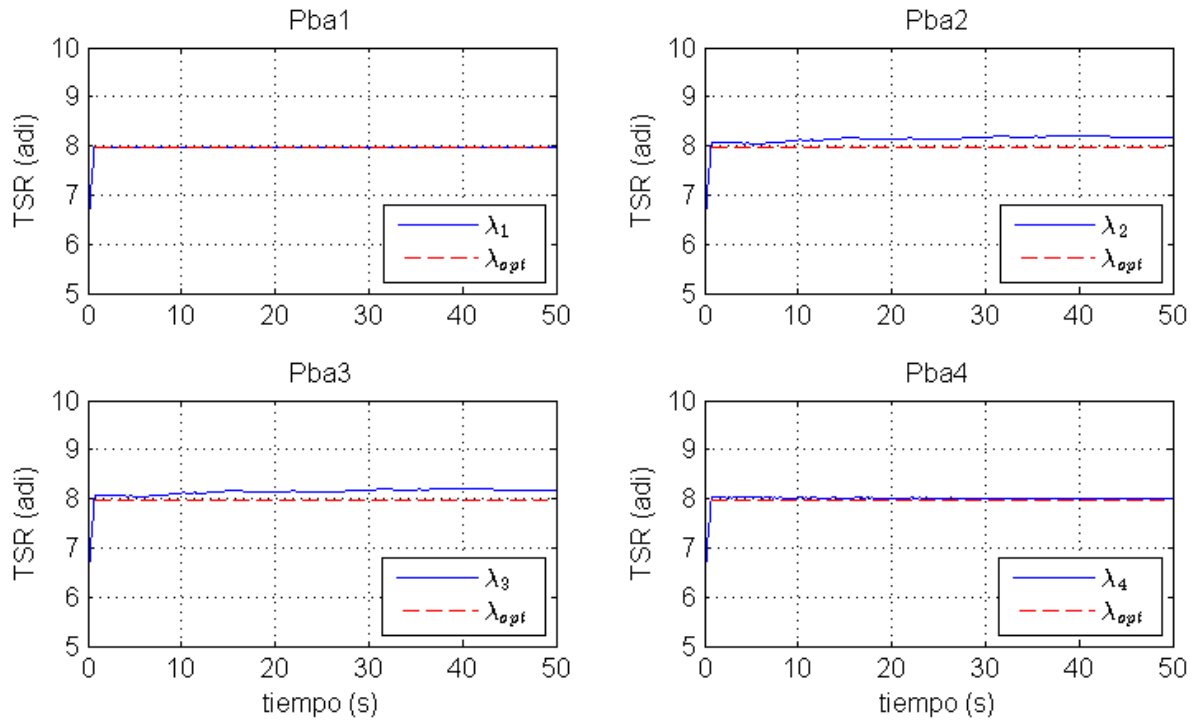


Figura 4.8: RII: Velocidad relativa en punta: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

En la [Figura 4.9](#) se muestra el seguimiento de la velocidad angular del generador siendo la línea roja punteada la velocidad de referencia (ω_m^{ref}), la línea azul continua la dinámica de la velocidad angular del generador (ω_m) y la línea verde punteada la velocidad síncrona de la máquina (ω_{sm}). Se aprecia la operación a velocidad sub-síncrona en los primeros 10 segundos de simulación, lo que implica deslizamiento positivo, es decir, que el generador proporciona potencia activa del lado del estator pero consume potencia activa mediante el rotor. Posteriormente, la operación es alrededor de la velocidad síncrona, lo que implica deslizamiento cercano a cero, es decir, que se genera potencia activa por el estator y por el rotor la generación/consumo es casi nulo. Finalmente, los últimos 20 segundos de simulación se opera en velocidad supersíncrona, lo que implica un deslizamiento negativo, es decir, que tanto por estator como por el rotor se genera potencia activa. La dinámica del deslizamiento se presenta en la [Figura 4.10](#).

Los flujos de potencia activa se aprecian en la [Figura 4.11](#), donde la línea azul continua es la potencia activa total del generador (P_g), la línea roja punteada es la potencia activa del estator (P_s) y la línea negra punteada es la potencia activa del rotor (P_r). Cabe mencionar

que los resultados de la velocidad angular, deslizamiento y flujos de potencia activa en las 4 pruebas realizadas son idénticos y coherentes con la teoría descrita en el Capítulo II de esta tesis.

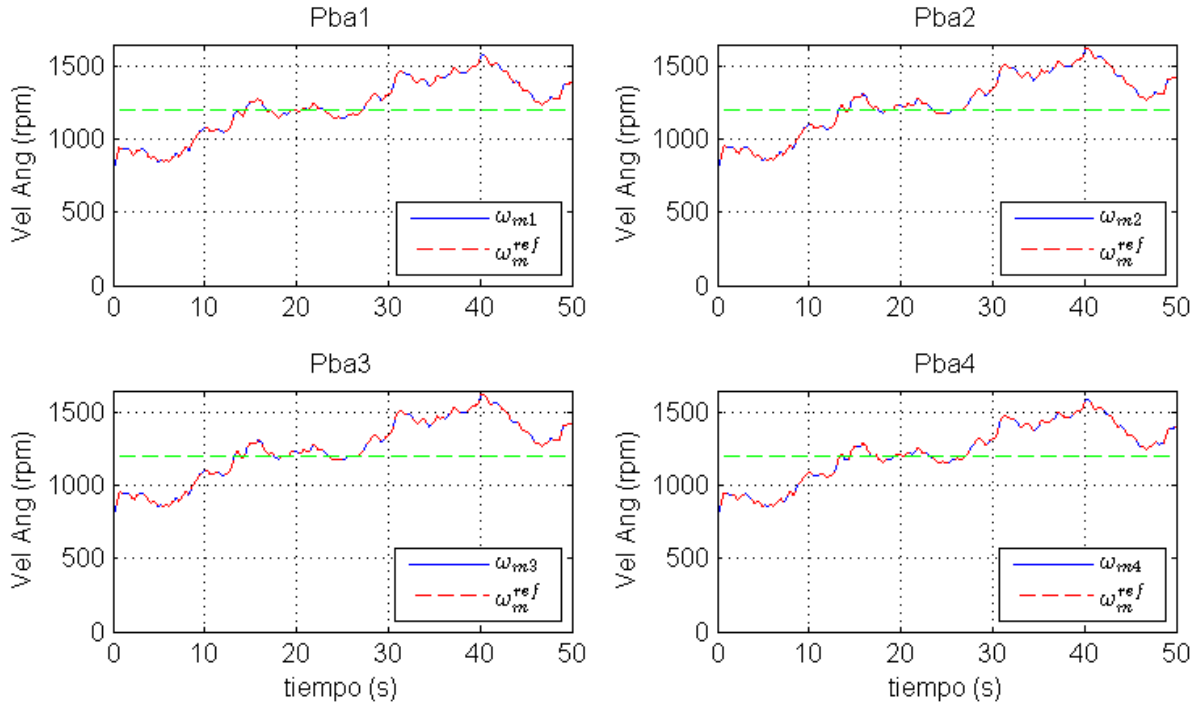


Figura 4.9: RII: Velocidad angular del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

El cumplimiento del objetivo de control del generador eléctrico se puede apreciar en las Figuras 4.12 y 4.13, las cuales son las potencias activa y reactiva, y el factor de potencia. En la Figura 4.12, la potencia activa es la línea azul continua y la potencia reactiva es la línea roja punteada. En las 4 pruebas se garantiza una producción de potencia reactiva nula en el lado del estator, es decir, se obtiene un factor de potencia unitario en el lado del estator (ver Fig. 4.13). La señal de control que permite lograr los objetivos es el voltaje del rotor del generador, el cual se presenta en las Figuras 4.14 y 4.15. En la Figura 4.14 se muestra la señal de control de cada prueba en los 50 segundos de simulación con $\pm 800V$, mientras que en la Figura 4.15 se presenta la señal de control en los primeros 2 segundos de simulación con $\pm 500V$. ctr

En general, se aprecia que en las pruebas 1, 2 y 3 señal de control es más agresiva, pues está fuera del rango de los $u_r = \pm 800V$, mientras que el voltaje de control en la prueba 4 está en $u_r = \pm 200V$. Se aprecia que parte de los beneficios de la referencia de velocidad generada a partir de los parámetros estimados de la turbina es que el voltaje de control

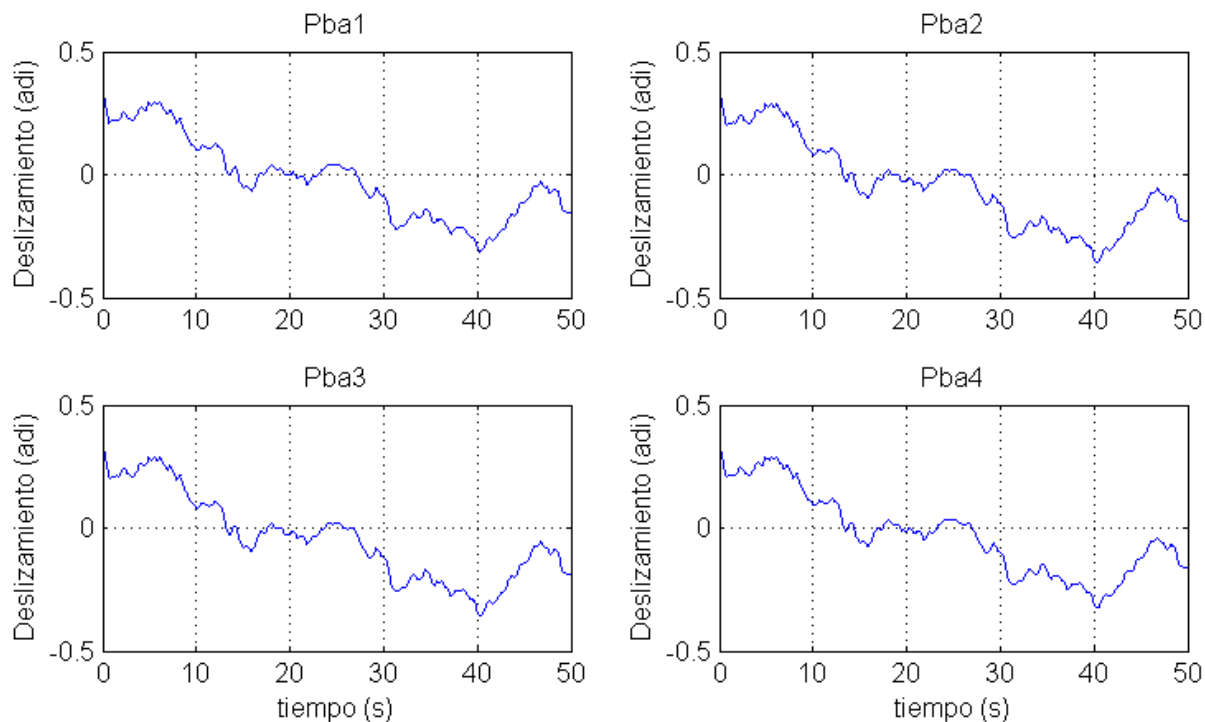


Figura 4.10: RII: Deslizamiento del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

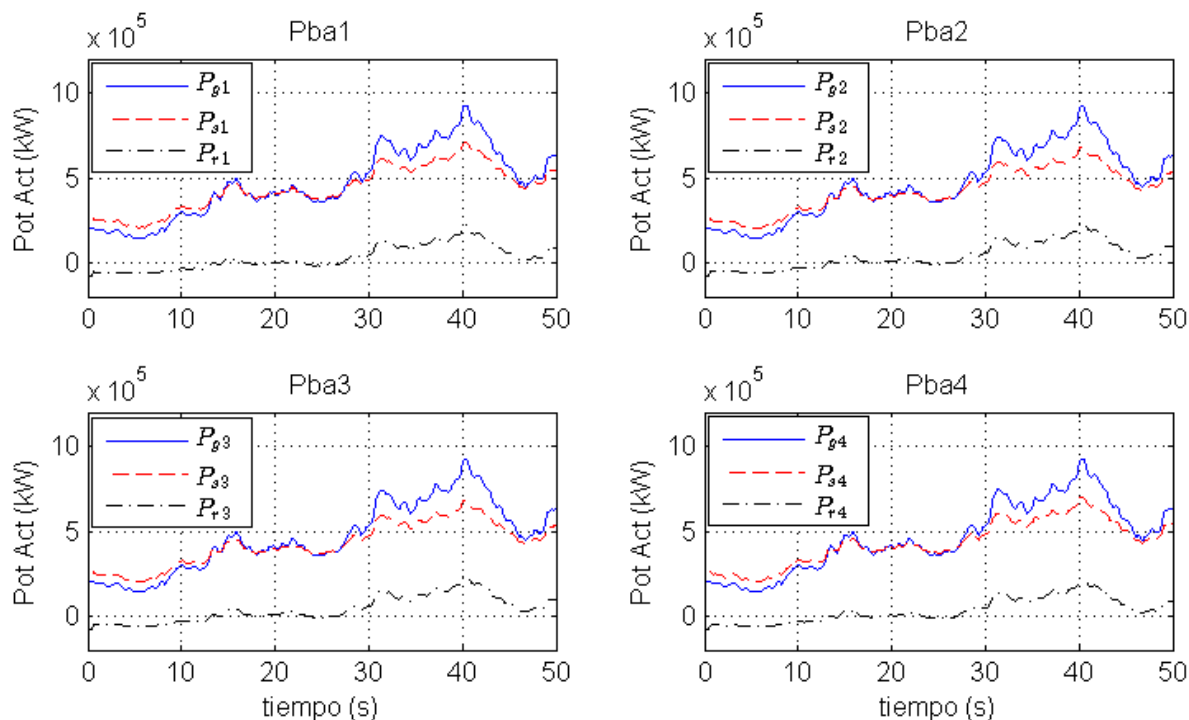


Figura 4.11: RII: Potencias activas del generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

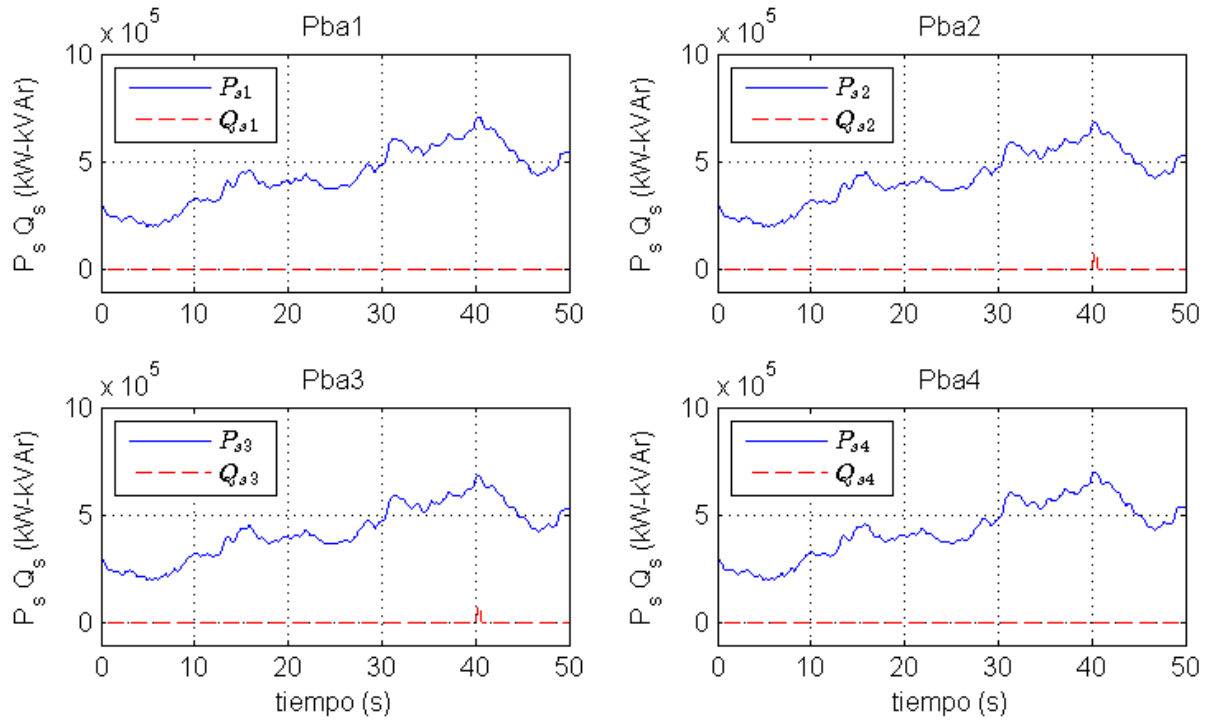


Figura 4.12: RII: Potencias activa y reactiva en el lado del estator del generador: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

es el menos agresivo comparado con el voltaje en las otras 3 pruebas.

Por lo tanto, se puede concluir se lograron los objetivos de control: 1) Garantizar operación a la eficiencia máxima de la turbina, y 2) Producción de energía con fp unitario del lado del estator del generador. Es posible apreciar una diferencia en la dinámica de la turbina debido a las distintas referencias de velocidad angular, sin embargo, en la eléctrica la diferencia es imperceptible. Sería adecuado realizar un análisis más profundo de los efectos del subsistema mecánico en el eléctrico y viceversa en los trabajos futuros.

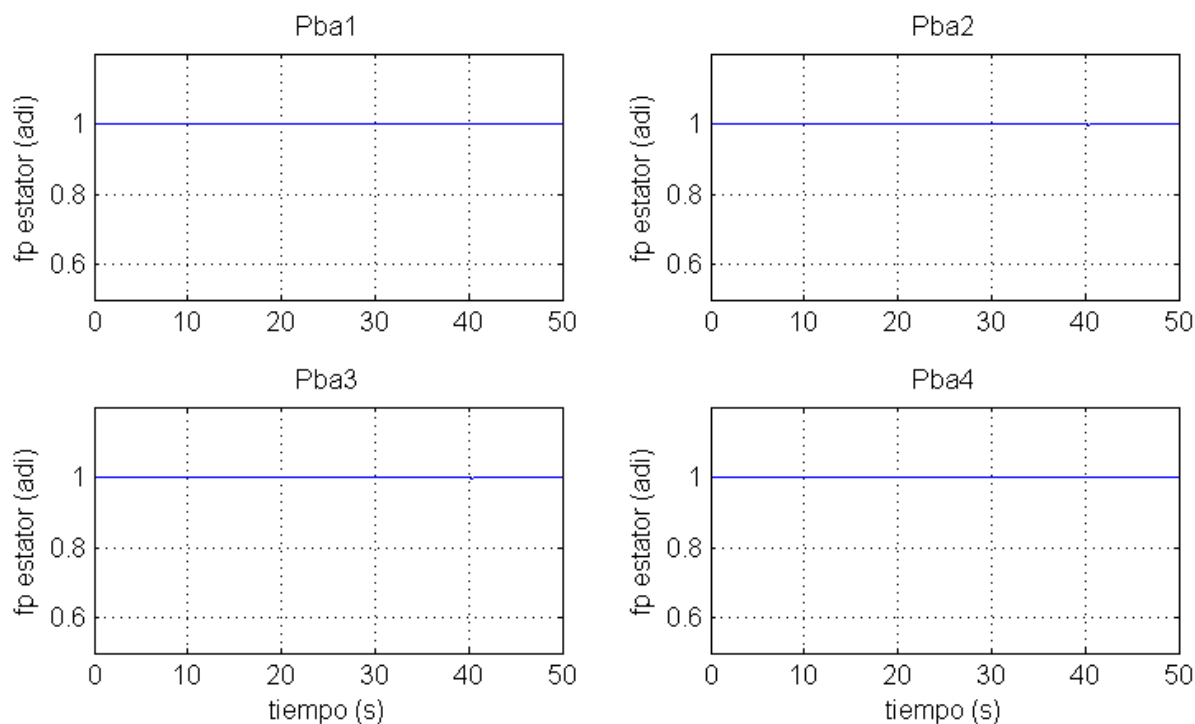


Figura 4.13: RII: Factor de potencia en el lado del estator del generador: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

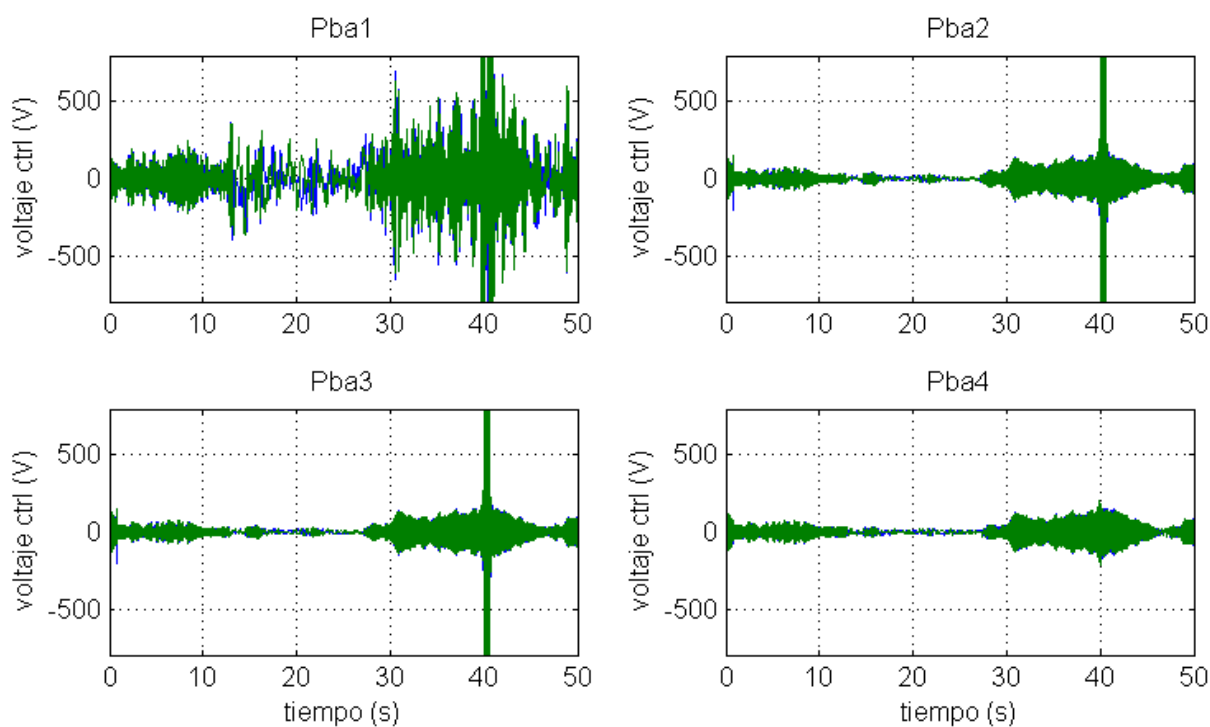


Figura 4.14: RII: Voltaje de control aplicado al generador eléctrico: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

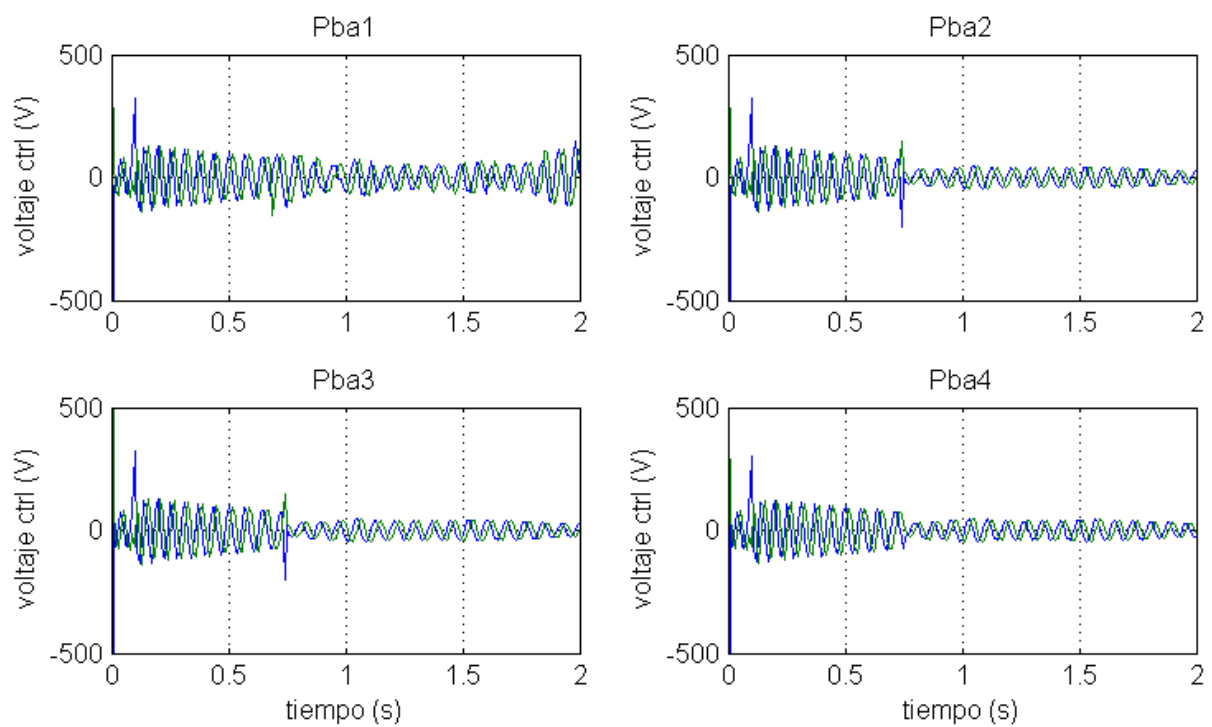


Figura 4.15: RII: Voltaje de control aplicado al generador en los primeros 2 segundos: Pba1 Control típico (CT), Pba2 CT con \hat{v}_w , Pba3 CT con \hat{v}_w y \hat{T}_w , y Pba4 Control con referencia propuesta

4.3. Control en la Región III variando y sin variar el aspa

Las pruebas de simulación para la RIII se realizaron usando dos estrategias de control diferentes: 1) Control variando el ángulo del aspa, y 2) Control sin variar el ángulo del aspa. Los resultados se muestran de la [Figura 4.17](#) a la [4.23](#).

De la misma forma que en las pruebas en la RII, las condiciones iniciales con las que se simula cada prueba son las mismas. Éstas se calculan suponiendo que se conoce un promedio de la velocidad del viento presente, pero no el valor exacto. De esta manera, se pretende en parte probar la robustez del control. El cálculo de las condiciones iniciales se muestra en el Anexo C.

La primera gráfica corresponde al perfil de viento usado para cada una de las pruebas ([Figura 4.16](#)). Este perfil de viento corresponde a la RIII barriendo desde 13 m/s a 24 m/s de velocidad del viento durante 50 segundos de simulación.

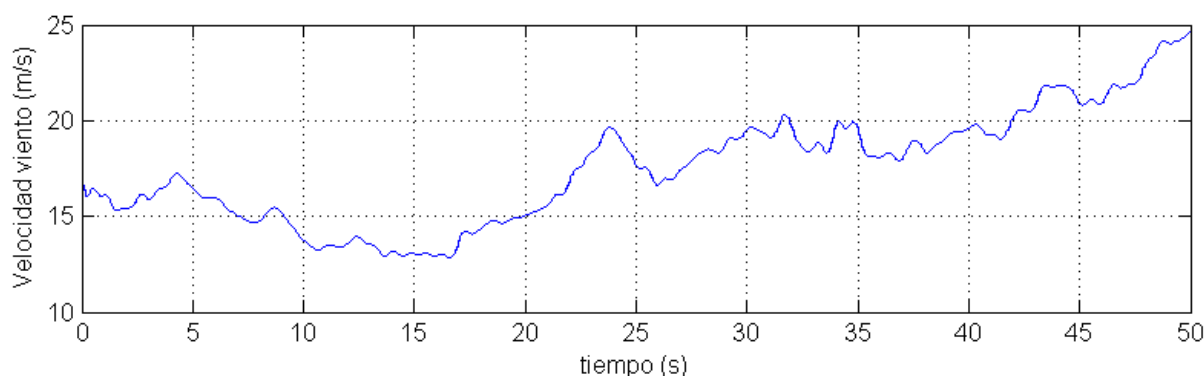


Figura 4.16: RIII: Velocidad del viento

El primer objetivo de control de la RIII es minimizar las cargas mecánicas en la turbina a pesar de la velocidad del viento presente. Esto se logra modificando la eficiencia de la turbina tal que se produzca solo la potencia nominal. La variación de la eficiencia de la turbina se aprecia en la [Figura 4.17](#), donde la línea roja punteada es la eficiencia máxima y la línea azul continua es la dinámica de la eficiencia de la turbina. Se observa que la dinámica de la eficiencia variando y sin variar el ángulo del aspa es idéntica.

En la [Figura 4.18](#) se observa la velocidad relativa en punta (TSR). La línea roja punteada es TSR óptimo, y la línea azul continua es el TSR que corresponde a la eficiencia

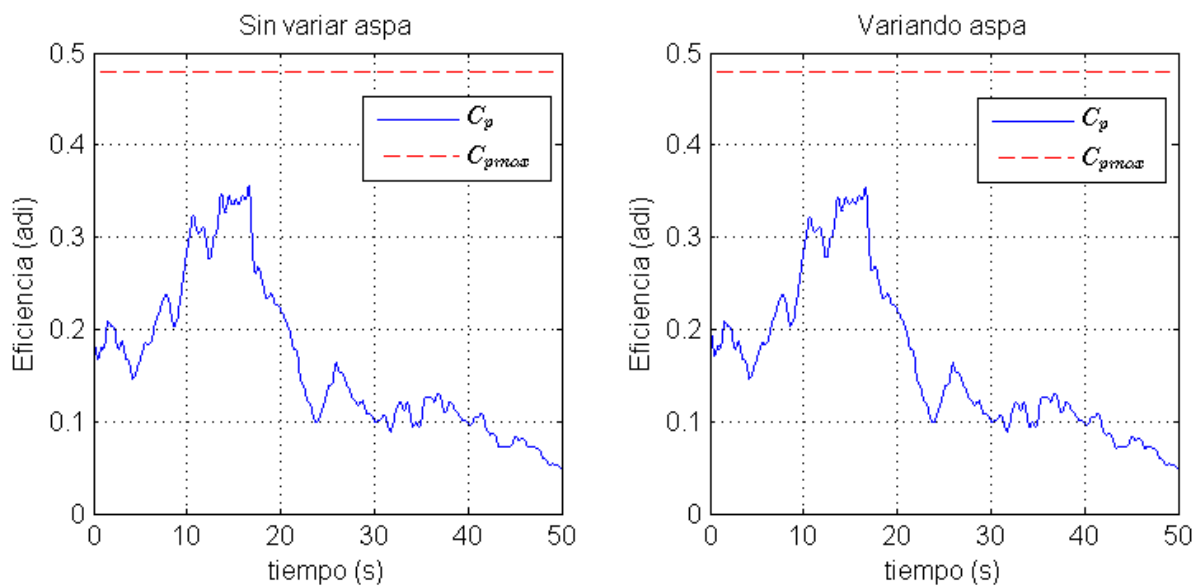


Figura 4.17: RIII: Eficiencia de la turbina: Variando y sin variar el aspa

mostrada en la gráfica anterior. Así como los resultados de la eficiencia, las dinámicas del *TSR* son idénticas con ambas estrategias.

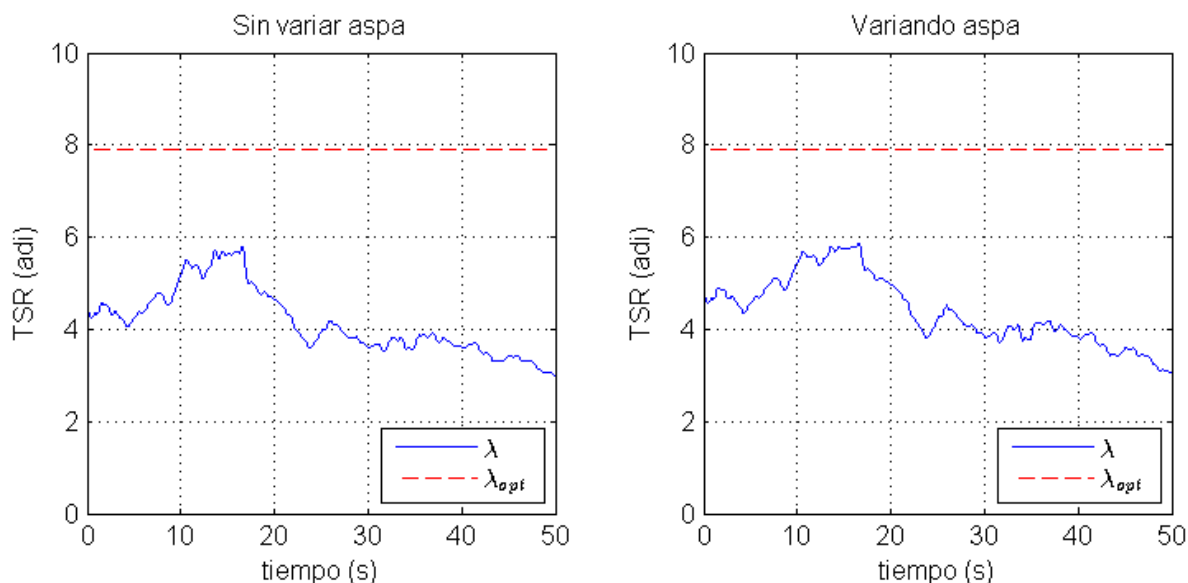


Figura 4.18: RIII: Velocidad relativa en punta: Variando y sin variar el aspa

En la [Figura 4.19](#) se muestra el seguimiento de la velocidad angular del generador siendo la línea roja punteada la velocidad de referencia (ω_m^{ref}), la línea azul continua la dinámica de la velocidad angular del generador (ω_m) y la línea verde punteada la velocidad síncrona de la máquina (ω_{sm}). Las velocidades angulares de ambas estrategias están por arriba de la velocidad síncrona, es decir, la máquina opera en modo super-síncrono, lo que implica deslizamientos negativos y que la generación de potencia activa es por el estator y por el

rotor. La dinámica del deslizamiento se presenta en la [Figura 4.20](#). Sin variar el ángulo del aspa se presenta una dinámica en el deslizamiento del generador, mientras que variando el aspa se mantiene constante en toda la RIII. Debido a que el deslizamiento define la cantidad y el flujo de potencias activas, se espera que las potencias activas sean diferentes para cada estrategia.

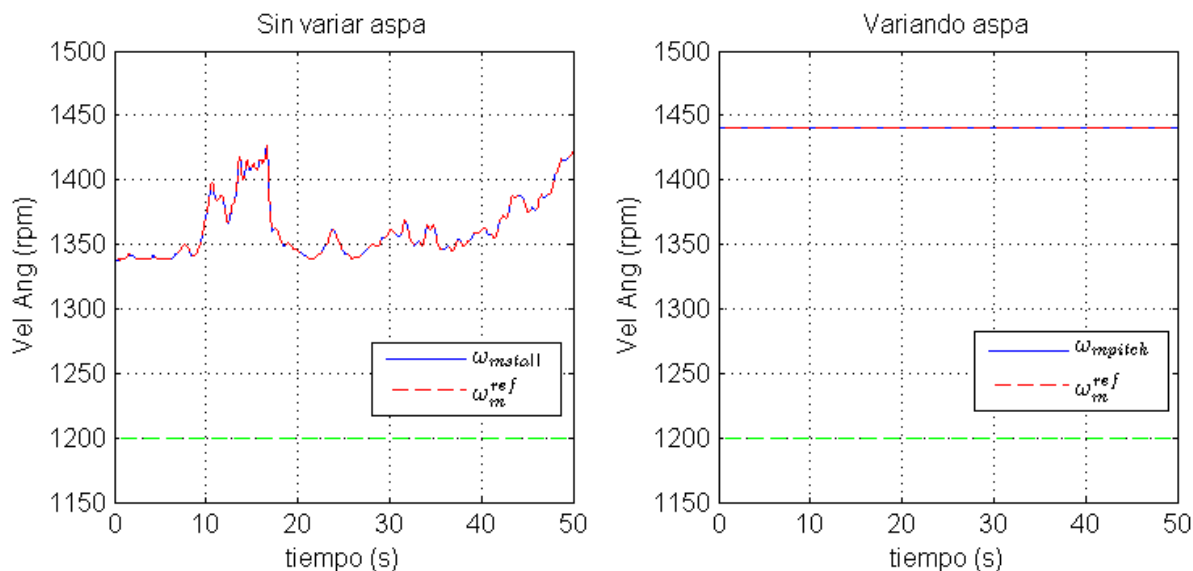


Figura 4.19: RIII: Velocidad angular del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa

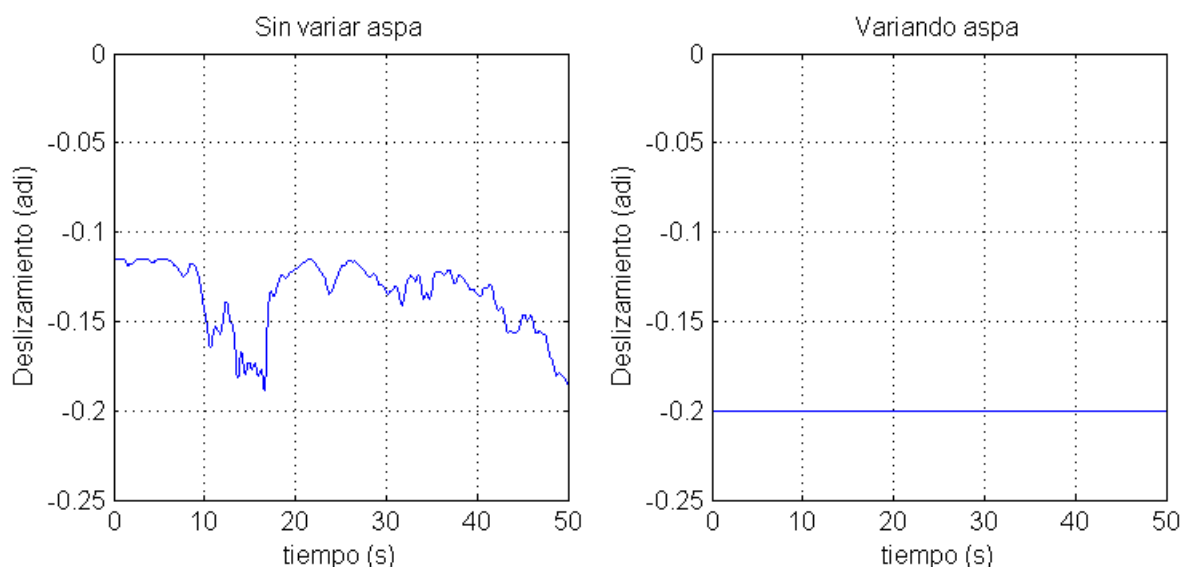


Figura 4.20: RIII: Deslizamiento del generador eléctrico: Sin variar y variando el ángulo del aspa

Los flujos de potencia activa en la [Figura 4.21](#), donde la línea azul continua es la potencia

activa total del generador (P_g), la línea roja punteada es la potencia activa del estator (P_s) y la línea negra punteada es la potencia activa del rotor (P_r). Como se mencionó anteriormente, los flujos de potencia son positivos en ambas estrategias pero la dinámica es diferente. Mientras que los flujos de potencia en la primera estrategia varían, con control del aspa se mantienen constantes. Sin embargo, aunque distintos, en ambos casos la potencia total activa (P_g) se mantiene alrededor de la potencia nominal de la máquina.

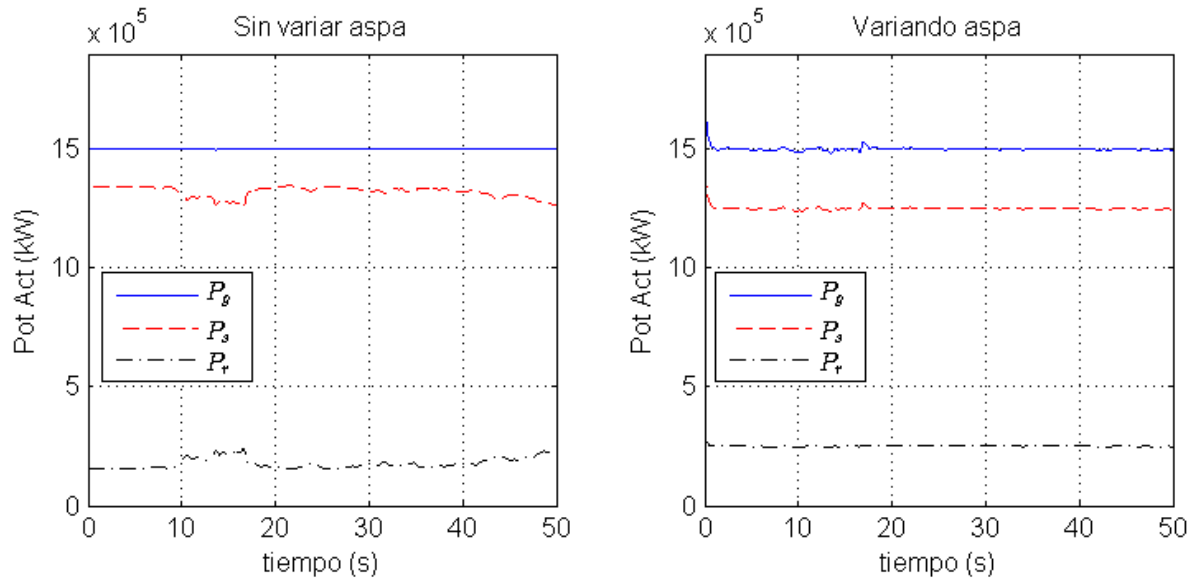


Figura 4.21: RIII: Potencias activas del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa

El cumplimiento del objetivo de control del generador eléctrico se puede apreciar en las Figuras 4.22 y 4.23, las cuales son las potencias activa y reactiva, y el factor de potencia del estator. En la Figura 4.22, la potencia activa es la línea azul continua y la potencia reactiva es la línea roja punteada. Con ambas estrategias se logra que la potencia reactiva del estator sea nula, lo que implica un factor de potencia unitario en el lado del estator (ver Fig. 4.23).

Por lo tanto, se puede concluir que se lograron los objetivos de control en la RIII: 1) Minimizar las cargas mecánicas de la turbina, y 2) Producción de energía con fp unitario del lado del estator del generador. A diferencia de las pruebas realizadas en la RII, los resultados de las pruebas en la RIII presentan una diferencia importante en la dinámica de las variables eléctricas. En la siguiente sección se analizan con más detalle estas diferencias.

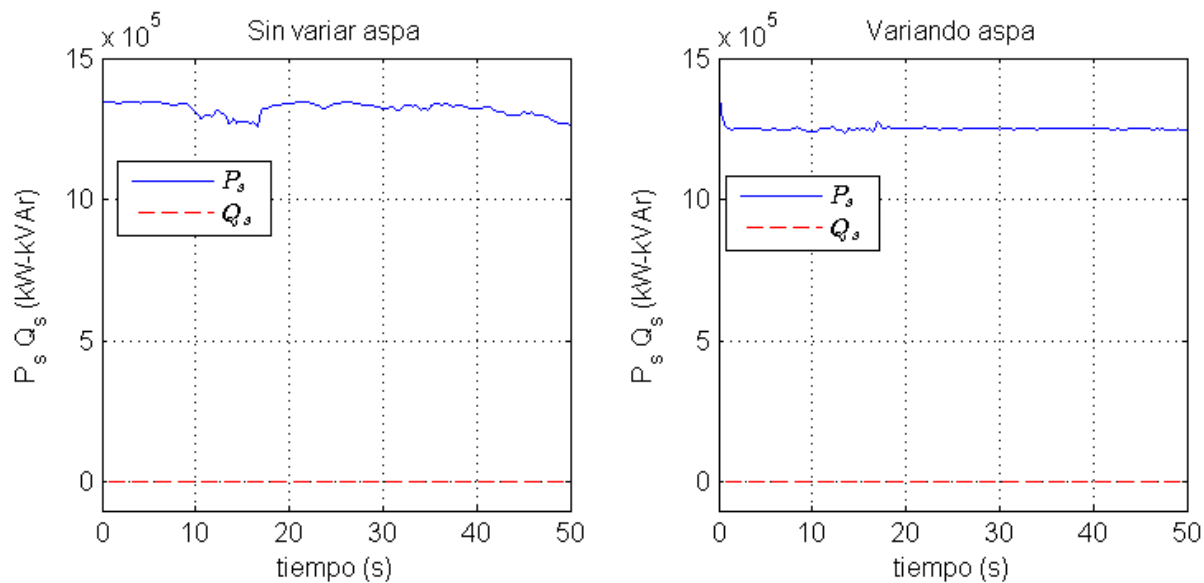


Figura 4.22: RIII: Potencias activa y reactiva en el lado del estator del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa

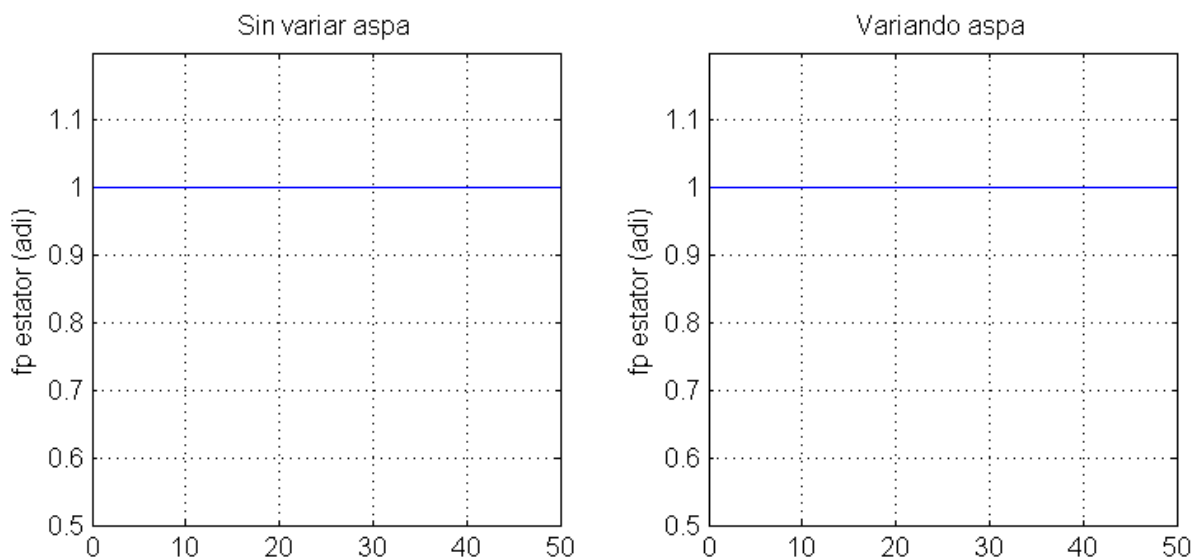


Figura 4.23: RIII: Factor de potencia en el lado del estator del generador: Sin variar y variando el ángulo del aspa

4.4. Comparación de las estrategias de variar y sin variar el ángulo del aspa

Básicamente, las variables más significativas para comparar las estrategias de control presentadas son: 1) Eficiencia de la turbina, 2) Velocidad relativa en punta, 3) Velocidad angular del generador, 4) Deslizamiento, y 5) Potencias activas.

La [Figura 4.24](#) muestra la eficiencia y la velocidad relativa en punta. Los resultados usando ambas estrategias muestran que se puede garantizar la eficiencia requerida para satisfacer el objetivo de control de modificar la eficiencia tal que se minimicen las cargas mecánicas cuando se presentan altas velocidades de viento. Ambas eficiencias están por debajo de la eficiencia máxima y con una diferencia imperceptible. Sin embargo, los resultados de la velocidad en punta indican que la estrategia sin variar el aspa opera ligeramente debajo de la velocidad en punta con control del aspa. Aunque con respecto a la eficiencia no se percibe esta diferencia, el mayor impacto se refleja en la velocidad angular.

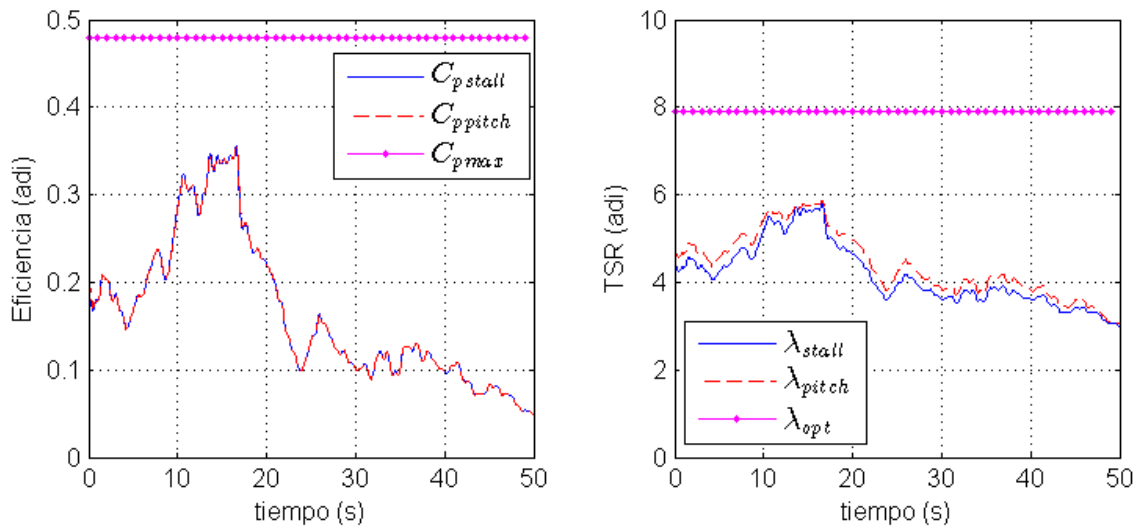


Figura 4.24: Comparación C_p y TSR usando control sin variar y variando el aspa

En la [Figura 4.25](#) se comparan los resultados de la velocidad angular y el deslizamiento de la máquina eléctrica. La velocidad angular a la que opera el aerogenerador con control del aspa es una velocidad constante, generalmente se maneja en el ámbito comercial como la velocidad nominal que corresponde al $s = -0.2$ de deslizamiento. En este caso particular, una máquina de 3 pares de polos operando a $f = 60Hz$ tiene una velocidad nominal de $\omega_m = 1440rpm$. Por otro lado, la dinámica de la velocidad angular con control sin variar el aspa se localiza por debajo de $\omega_m = 1440rpm$. Este resultado muestra que con el control

sin variar el aspa se tiene menor fricción debido a que opera a menores velocidades lo que conlleva a la reducción en costo por mantenimiento a los componentes mecánicos del aerogenerador.

Por otro lado, el deslizamiento es negativo con ambas estrategias, siendo constante para control del aspa y variable teniendo el aspa fijo. No obstante, el deslizamiento sin variar el aspa es inferior al deslizamiento constante, lo que implica un menor flujo de potencia activa por el rotor, es decir, se tiene una mayor vida útil del convertidor. Esto también representa un ahorro en costo en la parte de electrónica de potencia del aerogenerador.

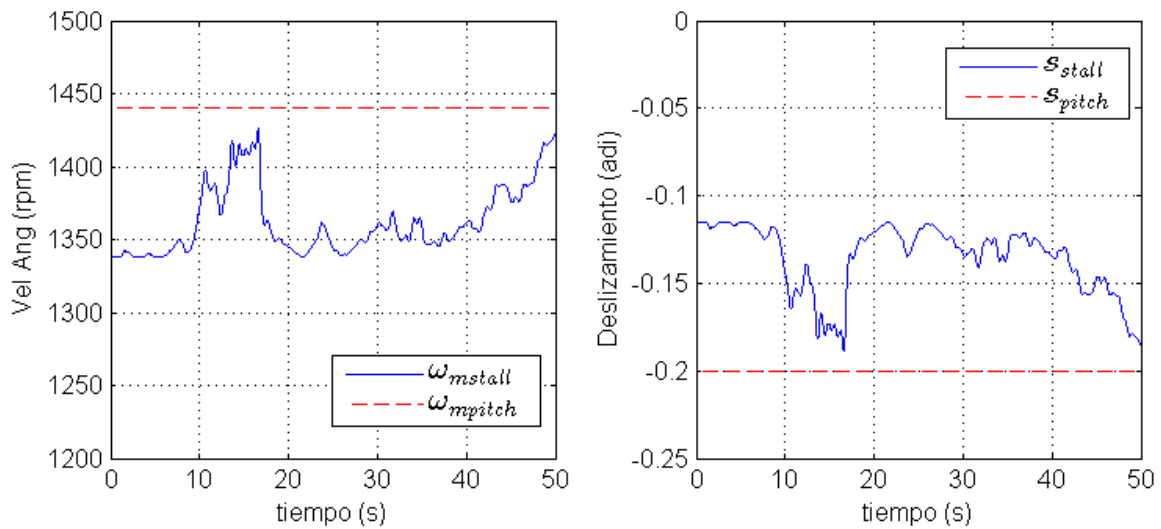


Figura 4.25: Comparación ω_m y el deslizamiento usando control sin variar y variando el aspa

Las potencias activas del estator y rotor se observan en la [Figura 4.26](#). La dinámica de las potencias activas del estator y del rotor es muy distinta de una estrategia a otra. Mientras que con control del aspa las potencias activas se mantienen casi constantes, por control con aspa fijo tiene una dinámica tipo espejo. Sin embargo, en ambas estrategias la suma de la potencia del estator y del rotor proporcionan la potencia activa total del generador, que en la RIII debe ser la potencia nominal del aerogenerador. Por otro lado, las potencias del rotor están dentro del rango del un tercio de la potencia total del generador como se maneja comercialmente.

La potencia activa total y el par eléctrico del generador se muestra en la [Figura 4.27](#). Con ambas estrategias de control se asegura una producción promedio muy cercana a la potencia nominal satisfactoriamente. Una característica importante variar el aspa es que la producción de potencia por el estator y el rotor es constante, cuya suma es la potencia

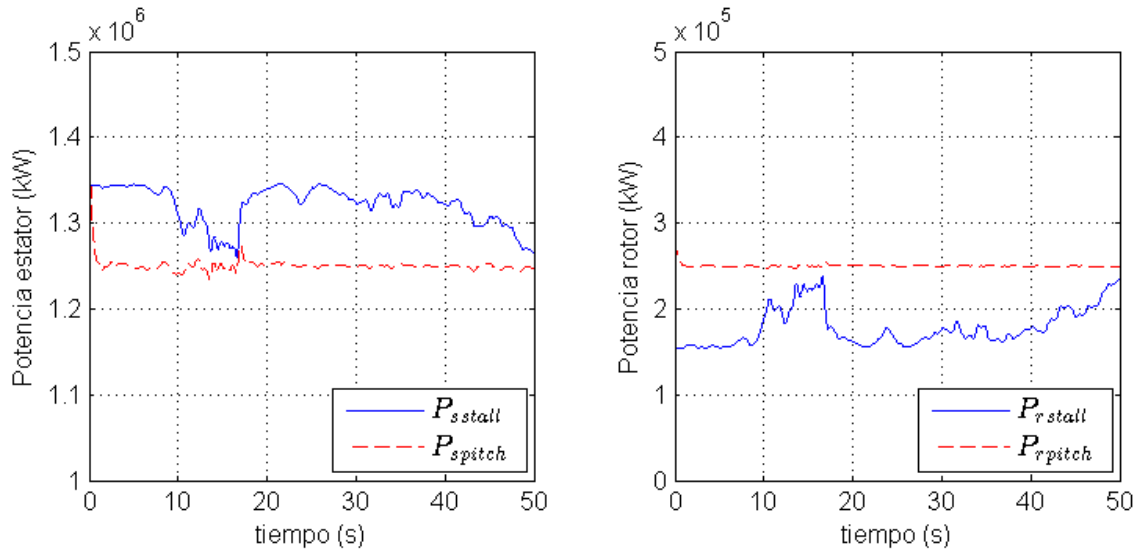


Figura 4.26: Comparación P_s y P_r usando control sin variar y variando el aspa

nominal del generador, también constante. Mientras que por control sin variar el aspa, las potencias del estator y rotor varían proporcional al deslizamiento (Ver Sección 2.5), no obstante la suma de ambas potencias originan una potencia del generador constante nominal.

Sin embargo, como se observa en la figura, el control variando el aspa genera una diferencia mayor (de hasta el 2% de la potencia nominal) con respecto al control sin variar el aspa. Esto es debido a que el control no está afectado por el tiempo respuesta del actuador mecánico que posiciona el aspa (MPA). Por lo tanto, se puede concluir que el control sin variar el aspa es ligeramente mejor.

Por otro lado, se sabe que en ambos casos la potencia es la nominal y la velocidad angular para el control sin variar el aspa es menor a la velocidad variando el aspa, por lo tanto, el par eléctrico es sutilmente mayor en el control sin variar el aspa, de hasta el 7% del par eléctrico variando el aspa. Esto implica un ligero sobredimensionamiento del generador eléctrico con respecto a la turbina.

Las señales de control ángulo del aspa (θ) y voltaje del rotor (u_r) que permiten garantizar los objetivos de control fijados para la RIII se muestran en la [Figura 4.28](#). La primera observación de la gráfica es que mientras el ángulo del aspa se mantiene fijo (línea azul continua) para la estrategia del *stall* regulado, para el control variando el aspa (línea roja punteada) se barre de 0.4° a 1.3° . En la práctica, el ángulo varía de 10° - 20° generalmente. Sin embargo, debido a que se usaron las curvas de Heier (altamente no lineales) es suficiente la variación de 0.3° - 1.2° con la velocidad angular constante fijada para que la

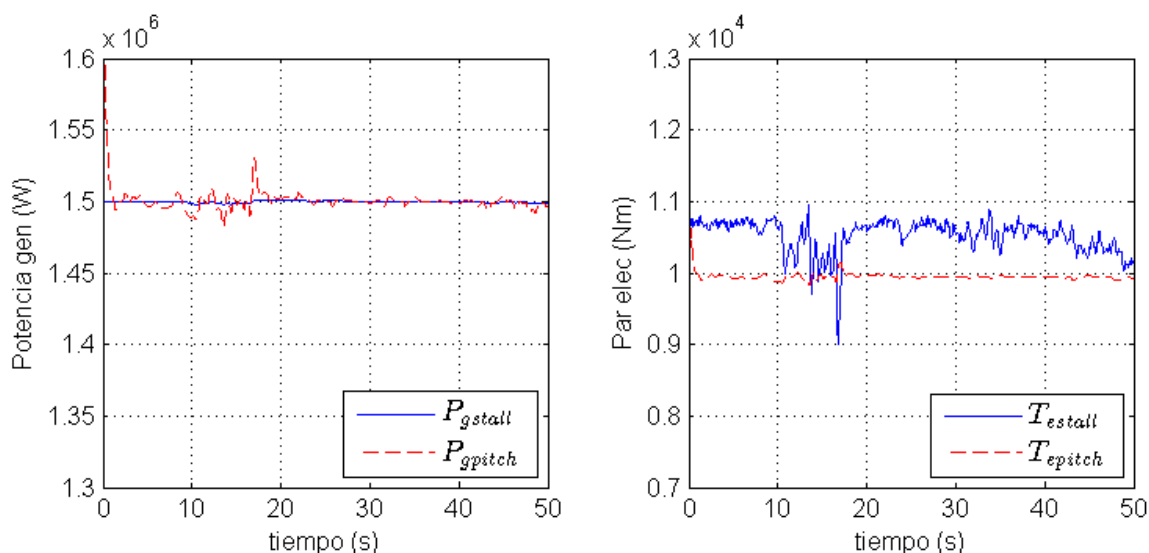


Figura 4.27: Comparación P_g y T_e sin variar y variando el aspa

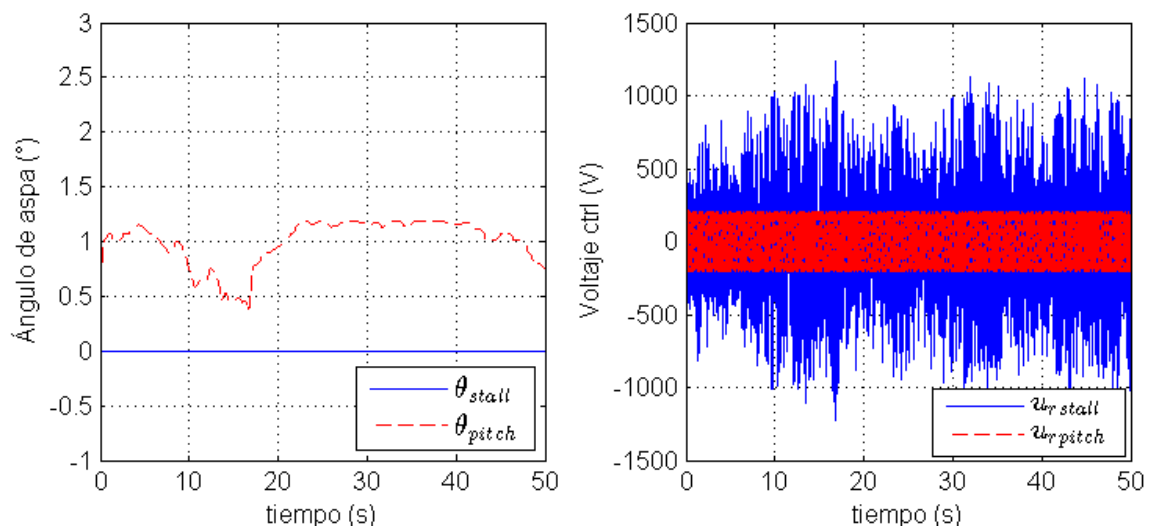


Figura 4.28: Comparación de las señales de control θ y u_r sin variar y variando el aspa

eficiencia garantice la captura de potencia nominal. Por otro lado, el voltaje de control (u_r) para el control del aspa (línea roja punteada) se mantiene homogéneo dentro del rango de $\pm 300V$, y el presentado para el control sin variar el aspa es un voltaje de mayor magnitud e irregular, presentando su máximo hasta en $\pm 1240V$. Esto representa un mayor esfuerzo de control para el generador, sin embargo es un rango dentro del límite comercial generalmente.

Los resultados del análisis de esta sección se resumen en la siguiente tabla comparativa.

Tabla 4.1: Comparación de las estrategias aspa fija vs variando el aspa

RIII	Ventajas	Desventajas
Aspa fija	<ul style="list-style-type: none"> • Menor fricción debida a velocidades angulares ($\omega_{mstall} < \omega_{mpitch}$) • Simplicidad (sin MPA y sin lazo de control del aspa) • Mayor vida útil del CEP (debido a que $P_{rstall} < P_{rpitch}$) • Regulación más rápida de ω_m 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo para generadores que no requieren ω_m constante • Voltajes control mayores ($u_{rstall} > u_{rpitch}$)
Variando aspa	<ul style="list-style-type: none"> • Versatilidad (para todas las tecnologías) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores puntos de falla debido los componentes del MPA • Controla el subsistema mecánico (lento) • Requiere más lazos de control

Capítulo 5

CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo de tesis. En la Sección 5.1 se resume la tesis en retrospectiva. En la Sección 5.2 se describe el producto final obtenido en el trabajo de investigación. En la Sección 5.3 se presentan las conclusiones de la tesis. En la Sección 5.4 se enlistan las aportaciones de la tesis a la comunidad científica. En la Sección 5.5 se sugieren los trabajos de investigación a futuro relacionados con esta tesis.

5.1. Resumen

En primer lugar, en esta tesis se mostró el contexto científico y la necesidad tecnológica que motiva este trabajo de investigación. En segundo lugar, se introdujeron las bases de la operación física y funcional de una turbina eólica de eje horizontal tri-pala y un generador eléctrico doblemente alimentado, así como la filosofía y los algoritmos típicos del sistema de control. También se planteó la estrategia de control propuesta para controlar al aerogenerador en las RII y RIII sin variar el ángulo del aspa. Asimismo, se mostraron los modelos matemáticos comunes de la turbina (heurístico) y el generador eléctrico como modelos de referencia del proceso, así como un modelo de la turbina lineal en los parámetros tal que se pudiera hacer estimación paramétrica.

Los modelos matemáticos se programaron en diagrama de bloques en Matlab/Simulink, primero en lazo abierto para su validación independiente y posteriormente en lazo cerrado con un controlador basado en pasividad para regular la velocidad angular del generador y asegurar factor de potencia unitario en el estator. Este controlador se usó para controlar el aerogenerador en las RII bajo la filosofía MPPT, y RIII variando y sin variar el

ángulo del aspa. Las pruebas de simulación se dividieron según la región de operación y posteriormente según la referencia de velocidad. Con base en esta premisa, se realizaron 4 pruebas para la RII y 2 pruebas para la RIII. Las pruebas en la RII (ver Fig. 4.4) fueron: 1) Control típico con parámetros conocidos, 2) Control típico con velocidad de viento estimada, 3) Control típico con velocidad del viento y par de la turbina estimados, y 4) Control con referencia propuesta basada en los parámetros estimados del modelo de la turbina lineal en los parámetros. Las pruebas en la RIII (ver Fig. 4.5) fueron: 1) Control sin variar el ángulo del aspa, y 2) Control del aspa. Finalmente, se realizó un análisis con más detalle comparando las estrategias en la RIII.

5.2. Producto Final

El producto final de este trabajo de tesis es el control no lineal de un aerogenerador DFIG tal que se satisfagan los objetivos de control: a) Maximizar la captura de viento en la RII, b) Minimizar las cargas mecánicas en la RIII, y c) Generar energía eléctrica con fp unitario en el estator en las RII y RIII, utilizando la estrategia por *stall* regulado, es decir, sin variar el ángulo del aspa. El modelo del aerogenerador comprende una turbina eólica de eje horizontal tri-pala de velocidad variable y un generador eléctrico de inducción conectado directamente a la red eléctrica por el estator y a través de un actuador ideal por el rotor. Además, el modelo genérico de referencia de la turbina permite llevar a cabo la estimación de un modelo de la turbina lineal en los parámetros obtenido a partir de una perspectiva de velocidad relativa. El modelo del generador de doble devanado es un modelo estándar de dos fases $\alpha\beta$ de quinto orden. El modelo turbina-generador ofrece la complejidad suficiente para reproducir la dinámica de un aerogenerador en todo el rango de operación de velocidades de viento.

En relación al control, se cuenta con un controlador no lineal basado en pasividad que regula la velocidad angular y el factor de potencia del estator. Adicionalmente, se tienen diferentes referencias de velocidad angular tal que se puedan satisfacer los objetivos control a bajas y altas velocidades de viento. A bajas velocidades de viento, en la RII, la turbina opera a la máxima eficiencia posible. Por otro lado, en velocidades de viento altas, en la RIII, el control limita la potencia aerodinámica para garantizar que las cargas mecánicas no atenten contra la integridad física de la máquina, asegurando también la producción de potencia nominal.

5.3. Conclusiones

El control no lineal de un aerogenerador DFIG de 1.5 MW sin variar el ángulo del aspa en todo el rango de operación de velocidades de viento fue realizado con éxito. Se realizaron simulaciones usando perfiles de viento asociados a las RII ($v_w < v_w^{nom}$) y RIII ($v_w > v_w^{nom}$) para controlar el aerogenerador manteniendo siempre las aspas fijas asegurando el cumplimiento de tres de los objetivos de control principales del sistema de control regulatorio de un aerogenerador HAWT.

Para lograrlo, primero se realizó una búsqueda bibliográfica para identificar y seleccionar la estrategia de control sin variar el ángulo del aspa. Posteriormente se realizó un análisis estático para verificar la factibilidad de la estrategia con un aerogenerador HAWT de tecnología DFIG.

Para conformar el modelo del aerogenerador fue necesario efectuar la programación de los modelos de las turbinas (uno de referencia y otro con fines de estimación) y el generador eléctrico, así como del controlador basado en pasividad en el ambiente Matlab/Simulink. Cada modelo fue validado de manera independiente y posteriormente en lazo cerrado con el controlador. El control permite satisfacer los objetivos establecidos mediante la selección adecuada de la referencia de velocidad angular del generador que produce a su vez referencias de par eléctrico, flujo del estator, corrientes del estator y rotor para proporcionar finalmente el voltaje de control que debe ser aplicado al generador eléctrico en los devanados del rotor.

El modelo del aerogenerador es de quinto orden y cuenta con mucho mayor detalle que los modelos turbina-generador localizados en la literatura técnica. Este modelo puede reproducir el comportamiento dinámico de un aerogenerador de 1.5 MW en todo el rango de operaciones de velocidad del viento. La programación realizada ofrece la opción de controlar el aerogenerador mediante algoritmos de control típico o avanzado. Aunado a esto, es un ambiente potencia para el desarrollo de nuevos sistemas de control.

En relación a las pruebas de simulación realizadas, los resultados en la RII permiten apreciar que se puede controlar el aerogenerador maximizando la captura del viento sin necesidad de conocer los parámetros de la máquina, específicamente la λ_{opt} . En general, la comparación entre el control conociendo la λ_{opt} y el control con parámetros estimados muestra que es posible satisfacer el requerimiento de control para la RII con el segundo de estos, y además con una señal de control más amigable.

En la RIII, los resultados muestran que es posible garantizar la producción de la potencia nominal del aerogenerador con las aspas fijas, todo a través de la regulación de la velocidad angular del generador para generar los voltajes de control del generador (voltaje aplicado a los devanados del rotor). Realizando una comparación entre control por aspa y sin variarla, la dinámica de la eficiencia de la turbina (C_p) es idéntica pero la velocidad relativa en punta (λ) es ligeramente diferente. Esta diferencia se refleja en la velocidad angular del generador, la cual a su vez afecta a la cantidad de flujo de potencia que circula por el rotor. Mientras que las potencias son casi constantes en control del aspa, las potencias sin variar el aspa se mueven proporcionalmente al deslizamiento. Los flujos de potencia del rotor se mantienen dentro del rango esperado (comercialmente hablando) de un tercio de la potencia total de la máquina.

Finalmente, con ambas estrategias se garantiza potencia nominal satisfactoriamente, sin embargo, el control sin variar el aspa es ligeramente mejor que el control del aspa. Esto debido a que el control sin variar el aspa no está afectado por el tiempo de respuesta del actuador mecánico que posiciona las aspas.

5.4. Aportaciones

Las aportaciones de este trabajo de tesis son las siguientes:

- * *Un ambiente potencial para el desarrollo de sistemas de control de aerogeneradores tipo DFIG.* Este ambiente permite reproducir el comportamiento dinámico de un modelo turbina-generador con un controlador, una relación de la caja de engranes, un estimador de parámetros, un observador de velocidad, monitoreo de señales y distintos perfiles de viento que incluyen a la RII, a la RIII o ambos. El ambiente está programado en Matlab-Simulink de forma modular (por bloques compactos). Debido a esto, es posible cambiar modularmente la parte del control sin afectar los demás componentes del ambiente.
- * *La implementación de un estimador de parámetros y observador de velocidad del viento para un aerogenerador comercial de 1.5 MW.* El estimador es por mínimos cuadrados con regresor estimado y construido con una variable basada en la velocidad relativa. Por otro lado, la estimación de la velocidad del viento se realiza con un observador lineal utilizando el error del par mecánico del estimador.

- * *El código del modelo de un aerogenerador de 1.5 MW con un control no lineal.* El modelo turbina-generator es de quinto orden y cuenta con una relación debida a la caja de engranes que acopla ambas dinámicas. Los parámetros usados para ambos, turbina y generador, son de una máquina comercial de 1.5 MW de GE. El control no lineal utilizado es un controlador basado en pasividad que permite realizar seguimiento de velocidad angular y garantiza un factor de potencia unitario en el estator.
- * *Análisis estático de un aerogenerador DFIG variando y sin variar el aspa.* El análisis estático proporciona una generalización del comportamiento de un aerogenerador tipo DFIG en todo el rango de operación de velocidades de viento ($v_w = [5, 25] \frac{m}{s}$), variando y sin variar el aspa. Además, el análisis resalta las características del *stall* regulado tal que es conveniente operar con velocidades relativas bajas ($\lambda < \lambda_{opt}$) por cuestiones de estabilidad y protección de la máquina. Esto justifica matemáticamente la elección de $\lambda < \lambda_{opt}$ para la estrategia de *stall* regulado en la literatura técnica.
- * *Las referencias de velocidad angular para tres estrategias de control diferentes para un aerogenerador DFIG.* Estas referencias de velocidad definen el curso de la velocidad angular del generador tal que se satisfagan los objetivos de control en la RII (carga parcial) y en la RIII (carga plena). Se cuenta con dos referencias de velocidad angular para la RII basada en la estrategia MPPT: 1) Conociendo λ_{opt} , y 2) Con base a parámetros estimados. Además, para la RIII también se tienen dos referencias de velocidad angular según la estrategia de control: 1) Sin variar el aspa, y 2) Variando el ángulo del aspa.
- * *Demostración de convergencia paramétrica del modelo de referencia y el estimador de parámetros en la RII.* Esta demostración proporciona las condiciones que se deben cumplir para garantizar la convergencia paramétrica del estimador por mínimos cuadrados con regresor estimado y la planta (modelo heurístico de la turbina) en la RII. Esta demostración también considera los observadores del viento (v_w) y del radio equivalente por la velocidad angular de la turbina ($r\omega_t$).
- * *Publicación de resultados en un congreso internacional.* Se realizó un artículo con base en una parte de los resultados de este trabajo de tesis, el cual fue aceptado y

cuya referencia es:

I.X. Alcaide-Godinez, L. Alvarez-Icaza. "Control de aerogeneradores DFIG en región III sin variar el ángulo de aspa". XVI Congreso Latinoamericano de Control Automático. Cancún, México, Octubre, 2014.

5.5. Trabajos Futuros

Se considera que la presente tesis se puede complementar o continuar con los siguientes trabajos:

- * Agregar la dinámica mecánica del acoplamiento elástico entre las flechas de salida de la caja de engranes y del generador, así como los efectos debidos a la caja multiplicadora de velocidad (*Gearbox*).
- * Incluir y probar el lazo de control de la orientación de la góndola del aerogenerador adicionando la dinámica de cambios de dirección del viento y ráfagas.
- * Control en la rodilla de la curva de potencia, es decir, en la transición de la generación de carga parcial a carga plena, llamada región II.5, en la cual se producen los mayores esfuerzos mecánicos cuando el aerogenerador está operando.
- * Modelar e incluir el control electrónico de potencia parcial, sus lazos de control así como los requerimientos que se imponen al CEP y la calidad de la energía (contenido armónico) tal que se realice una mejor aproximación del desempeño de las estrategias de control en tiempo real.
- * Realizar un análisis costo-beneficio entre las estrategias de control variando y sin variar el ángulo del aspa, con referencia al costo del mecanismo de posicionamiento del aspa y los esfuerzos en el convertidor electrónico de potencia, así como el impacto en los componentes mecánicos de la turbina y el generador.
- * Verificar los efectos de la estrategia de control sin variar el aspa en los esfuerzos mecánicos del rotor, caja de engranes y torre, especialmente en la zona de mayor resonancia magnética, es decir, en la RII y en la RII.5 (rodilla de la curva de potencia).

- * Verificar el comportamiento del aerogenerador tipo DFIG con aspas fijas ante transitorios electromagnéticos en la red, fallas trifásicas y monofásicas, así como huecos de tensión.
- * Utilizar este trabajo de tesis como referencia para llevar a cabo un ambiente para diseñar, validar y evaluar esquemas de control para aerogeneradores tipo DFIG o de otras tecnologías (*i.e.* Síncronos o jaula de ardilla).
- * Demostración de convergencia paramétrica considerando el modelo de referencia, el estimador por mínimos cuadrados, los observadores y el controlador basado en pasividad.

Apéndice A

Transformaciones del marco de referencia

Sea el voltaje del estator en un marco trifásico estacionario

$$\begin{aligned}V_{sa} &= V_p \cos(\omega_s t) \\V_{sb} &= V_p \cos(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}) \\V_{sc} &= V_p \cos(\omega_s t + \frac{2\pi}{3})\end{aligned}$$

Donde V_p [V] es el voltaje pico, ω_s [rad/s] es la velocidad angular de la red (frecuencia de red 60 Hz en México), y t es el tiempo [s].

La transformación general para proyectar las variables de un marco 3ϕ estacionario a un 2ϕ que gira a una velocidad arbitraria ω_γ es

$$T_0 = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\gamma) & -\sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Donde γ [rad] es el ángulo entre el marco 3ϕ y el marco 2ϕ .

De esta transformación general, considerando que el marco 2ϕ no gira se obtiene la conocida transformación de Clark. Así, la transformación que permite proyectar las variables de un marco 3ϕ estacionario a un marco 2ϕ estacionario (T_0 con $\gamma = 0$) es

$$T_1 = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Esta transformación proporciona la información de las variables trifásicas cosenoidales en solo dos señales cosenoidales (la tercera componente es cero). Por otro lado, es posible girar el marco 2ϕ estacionario a una velocidad arbitraria. La transformación que gira el marco bifásico es

$$T_2 = \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) \\ -\sin(\gamma) & \cos(\gamma) \end{bmatrix} = e^{-\mathcal{J}\gamma} \quad (\text{A.3})$$

Donde si $\gamma = \theta_s$, es decir, $\omega_\gamma t = \omega_s t$ entonces el marco gira a la misma velocidad a la que se producen los voltajes del estator. Esto origina que las señales cosenoidales se aprecien como señales de corriente directa, lo cuál es bastante útil para el análisis de señales eléctricas.

EJEMPLO: Sean

$$\begin{aligned} V_{sa} &= V_p \cos(\omega_s t) \\ V_{sb} &= V_p \cos(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{sc} &= V_p \cos(\omega_s t + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned}$$

Con $\omega_s = 2\pi f$, y $f = 60Hz$.

Transformando de 3ϕ estacionario a 2ϕ estacionario queda

$$V_{sab} = T_1 V_{sabc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p \cos(\omega_s t) \\ V_p \cos(\omega_s t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_p \cos(\omega_s t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_p \cos(\omega_s t) \\ V_p \sin(\omega_s t) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Transformando de 2ϕ estacionario a 2ϕ girando a $\omega_\gamma = \omega_s$ se tiene

$$V_{dq} = T_2 V_{sab} = e^{-\mathcal{J}\theta_s} \begin{bmatrix} V_p \cos(\theta_s) \\ V_p \sin(\theta_s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \sin(\theta_s) \\ -\sin(\theta_s) & \cos(\theta_s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p \cos(\theta_s) \\ V_p \sin(\theta_s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_p \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Con $V_p = 1$, las señales de voltaje en marcos 3ϕ estacionario, 2ϕ estacionario y 2ϕ girando a $\omega_\gamma = \omega_s$ se muestran en la [Figura A.1](#).

Se puede observar que mientras los voltajes trifásicos en marco 3ϕ estacionario están defasadas 120° , las señales en marco 2ϕ estacionario tienen 90° de desfase. Además, las señales en ambos marcos se mueven a la frecuencia de la red, $f = 60Hz$. Por otro lado, el marco 2ϕ girando ω_s permite representar el voltaje como señales de corriente directa, a la que se le llaman componentes de directa (subíndice d) y de cuadratura (subíndice q). Cabe mencionar que la componente de cuadratura será cero siempre y cuando los voltajes sean cosenoidales puros (sin defasamiento).

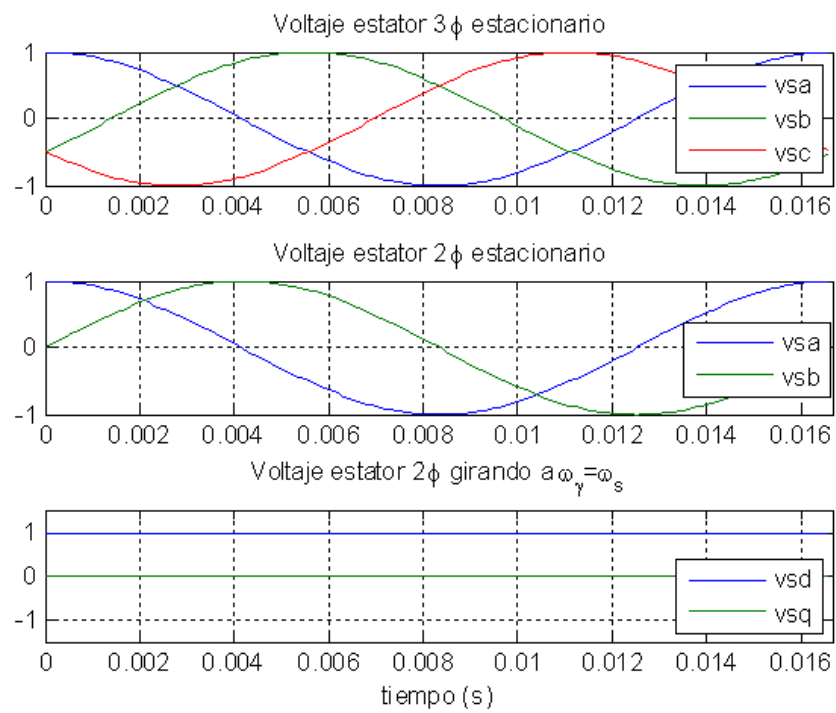


Figura A.1: Voltajes del estator: a) Marco 3 ϕ estacionario, b) Marco 2 ϕ estacionario, y c) Marco 2 ϕ giratorio

Apéndice B

Punto de equilibrio del modelo del generador

B.1. Hipótesis de las corrientes del estator y rotor

El voltaje del estator u_s está definido por el voltaje de red, el cuál en un marco 2ϕ estacionario está dado por

$$u_s = \begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \end{bmatrix} = C_{us} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \sin(\theta_s) \end{bmatrix}$$

Donde C_{us} es la amplitud del voltaje y θ_s es la posición girando a la velocidad síncrona correspondiente a la frecuencia de la red, 60 Hz.

En el caso de las corrientes, se supone que x_s está en fase con u_s (fp unitario), por lo que ambas variables tienen la misma estructura pero con valores de amplitud diferentes. Además, para calcular un punto de equilibrio, se supone x_r tal que el par eléctrico sea constante. Por lo tanto, a partir de esta hipótesis, las corrientes en un marco 2ϕ estacionario son

$$x_s = \begin{bmatrix} x_{sa} \\ x_{sb} \end{bmatrix} = C_{xs} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \sin(\theta_s) \end{bmatrix} \quad y \quad x_r = \begin{bmatrix} x_{ra} \\ x_{rb} \end{bmatrix} = C_{xr} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \\ \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \end{bmatrix}$$

Donde C_{xs} y C_{xr} son las amplitudes de las corrientes x_s y x_r , respectivamente, y ϕ_r es un ángulo de defasamiento.

Las derivadas de las corrientes son

$$\dot{x}_s = C_{xs} \dot{\theta}_s \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s) \\ \cos(\theta_s) \end{bmatrix} \quad y \quad \dot{x}_r = -C_{xr}(\dot{\theta}_s - \dot{\theta}_r) \begin{bmatrix} \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \\ \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \end{bmatrix}$$

B.2. Par eléctrico

Con base a las suposiciones de las corrientes, se toma la Ec. (3.17) del par eléctrico

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{3}{2} p L_m x_s^T \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} x_r \\ &= \frac{3}{2} p L_m \begin{bmatrix} x_{sa} & x_{sb} \end{bmatrix} \mathcal{J} e^{\theta_r} \begin{bmatrix} x_{ra} \\ x_{rb} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Se considera $c_1 = \frac{3}{2} p L_m$ y se sustituyen las corrientes del estator y rotor que se supusieron. Entonces el par eléctrico es

$$\begin{aligned} T_e &= c_1 C_{xs} C_{xr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \sin(\theta_s) \end{bmatrix} \mathcal{J} e^{\theta_r} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \\ \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) \end{bmatrix} \\ &= c_1 C_{xs} C_{xr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \sin(\theta_s) \end{bmatrix} \mathcal{J} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s + \phi_r) \\ \cos(\theta_s + \phi_r) \end{bmatrix} \\ &= c_1 C_{xs} C_{xr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \sin(\theta_s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\cos(\theta_s + \phi_r) \\ -\sin(\theta_s + \phi_r) \end{bmatrix} \\ &= -c_1 C_{xs} C_{xr} \cos(\phi_r) \end{aligned}$$

Donde ϕ_r es un defasamiento constate y debe cumplir $\phi_r \neq 90^\circ$. Por lo tanto el par eléctrico también es constante y diferente de cero.

B.3. Voltaje del rotor

A partir del modelo del generador eléctrico de la Ec. (3.10) se tiene

$$\begin{bmatrix} L_s I_2 & L_m e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} & L_r I_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{x}_s \\ \dot{x}_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & L_m \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_s \\ x_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_s I_2 & 0 \\ -L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r & R_r I_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_s \\ x_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_s \\ u_r \end{bmatrix}$$

Realizando el desglose correspondiente, se obtienen las ecuaciones de los voltajes del estator y del rotor

$$u_s = L_s \dot{x}_s + L_m e^{\mathcal{J}\theta_r} \dot{x}_r + L_m \dot{\theta}_r \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} x_r + R_s x_s \quad (\text{B.1})$$

$$u_r = L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{x}_s + L_r \dot{x}_r - L_m \dot{\theta}_r \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} x_s + R_r x_r \quad (\text{B.2})$$

Tomando la ecuación del voltaje del estator de la Ec. (B.1) y sustituyendo las corrientes y sus derivadas se tiene

$$C_{us} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \sin(\theta_s) \end{bmatrix} = L_s \dot{\theta}_s C_{xs} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s) \\ \cos(\theta_s) \end{bmatrix} - L_m (\dot{\theta}_s - \dot{\theta}_r) C_{xr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s + \phi_r) \\ \sin(\theta_s + \phi_r) \end{bmatrix} + \dots \\ + L_m \dot{\theta}_r C_{xr} \mathcal{J} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_s + \phi_r) \\ \cos(\theta_s + \phi_r) \end{bmatrix} + R_s C_{xs} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \sin(\theta_s) \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

Las incógnitas en estas ecuaciones son C_{xs} y C_{xr} . Por lo tanto, desarrollando el álgebra correspondiente se reescribe en la forma

$$\begin{bmatrix} C_{us} \cos(\theta_s) \\ C_{us} \sin(\theta_s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s \cos(\theta_s) - L_s \dot{\theta}_s \sin(\theta_s) & -L_m \dot{\theta}_s \cos(\theta_s + \phi_r) \\ R_s \sin(\theta_s) + L_s \dot{\theta}_s \cos(\theta_s) & -L_m \dot{\theta}_s \sin(\theta_s + \phi_r) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{xs} \\ C_{xr} \end{bmatrix}$$

Donde la solución para las constantes desconocidas es

$$C_{xs} = \frac{-C_{us} \sin(\phi_r)}{L_s \dot{\theta}_s \cos(\phi_r) - R_s \sin(\phi_r)} \quad (\text{B.4})$$

$$C_{xr} = \frac{-C_{us} L_s}{L_m (\dot{\theta}_s L_s \cos(\phi_r) - R_s \sin(\phi_r))} \quad (\text{B.5})$$

Se puede observar que estas soluciones establecen otra restricción para el defasamiento, el cuál tiene que cumplir que $\phi_r \neq 0$ tal que $C_{xs} \neq 0$.

Sustituyendo corrientes x_s y x_r , y constantes obtenidas en la Ec. (B.2) se tiene el voltaje del rotor u_{rab}

$$u_{ra} = -C_{us} [2L_s R_r \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) - L_m^2 \dot{\theta}_r \cos(\theta_r - \theta_s + \phi_r) + L_m^2 \dot{\theta}_r \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) + \dots \\ + L_m^2 \dot{\theta}_s \cos(\theta_r - \theta_s + \phi_r) - L_m^2 \dot{\theta}_s \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) - 2L_r L_s \dot{\theta}_s \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) + \dots \\ + 2L_r L_s \dot{\theta}_s \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r)] \left(\frac{1}{2L_m (R_s \sin(\phi_r) - L_s \dot{\theta}_s \cos(\phi_r))} \right) \\ u_{rb} = C_{us} [L_m^2 \dot{\theta}_s \sin(\theta_r - \theta_s + \phi_r) - L_m^2 \dot{\theta}_s \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) - L_m^2 \dot{\theta}_r \sin(\theta_r - \theta_s + \phi_r) + \dots \\ + L_m^2 \dot{\theta}_s \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) + 2L_s R_r \cos(\theta_s - \theta_r + \phi_r) + 2L_r L_s \dot{\theta}_r \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r) + \dots \\ - 2L_r L_s \dot{\theta}_s \sin(\theta_s - \theta_r + \phi_r)] \left(\frac{1}{2L_m (R_s \sin(\phi_r) - L_s \dot{\theta}_s \cos(\phi_r))} \right)$$

Este voltaje del rotor garantiza que se cumplan las hipótesis de corriente y voltaje definidas al principio.

B.4. Par mecánico

A partir de la Ec. (3.16)

$$T_e - T_m = J \frac{d}{dt} \omega_m + \mu \omega_m$$

Deseando que la aceleración sea nula ($\omega_m = \text{cte}$) se puede calcular el par mecánico con

$$T_m = T_e - \mu\omega_m \quad (\text{B.6})$$

Un punto de equilibrio para cualquier ω_m se puede calcular de dos formas:

1. Se elige un ϕ_r arbitrario, el cuál define las amplitudes C_{xs} y C_{xr} . Con estas tres variables se calcula el par eléctrico. Sustituyendo el par eléctrico en la Ec. (B.6) se obtiene el par mecánico del punto de equilibrio.
2. Eligiendo un par mecánico arbitrario, se calcula el par eléctrico de la Ec. (B.6). Mediante la ecuación del par eléctrico se calcula ϕ_r para definir amplitudes C_{xs} y C_{xr} del punto de equilibrio.

B.5. Punto de equilibrio de un DFIG de 1.5MW

Para ilustrar el punto de equilibrio del modelo, se utilizan los parámetros de un DFIG de 1.5MW contenidos en la Tabla B.1.

Tabla B.1: Parámetros de un máquina de 1.5MW de 1 par de polos

Parámetro	Valor
R_s (Ω)	1.4×10^{-3}
R_r (Ω)	9.91×10^{-4}
L_s (H)	9.01×10^{-5}
L_r (H)	8.22×10^{-5}
L_m (H)	1.53×10^{-3}
p ($\#polos$)	1
ω_s	3600 rpm = 376.99 rad/s
J (kgm^2)	75
β (Nms/rad)	1×10^{-3}

Se requiere operar a una velocidad mecánica $\omega_m = 0.9\omega_s$ (velocidad subsíncrona). Eligiendo un $\phi_r = -\frac{\pi}{4}$ rads, se calculan las amplitudes de corriente, después el par eléctrico,

y por último el par mecánico. Los cálculos arrojando los valores de

$$C_{xs} = 1.3275 \times 10^4$$

$$C_{xr} = -1.1056 \times 10^3$$

$$T_e = 2.3817 \times 10^4$$

$$T_m = 2.38170009 \times 10^4$$

Los resultados de la simulación del generador eléctrico en el punto de equilibrio se muestran de las Figuras B.1 a B.3, con un tiempo de simulación de $t_s = \frac{1}{f_r}$ para comprender un ciclo completo de la corriente del rotor.

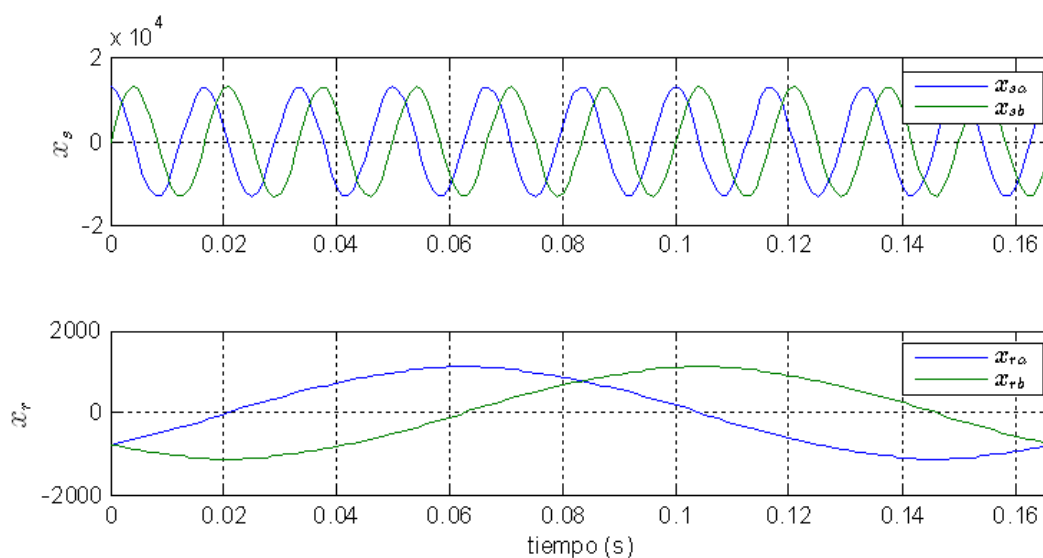


Figura B.1: Corrientes del generador en el punto de equilibrio

Se puede observar que las consideraciones para localizar el punto de equilibrio fueron correctas, pues las corrientes y voltajes permiten que el generador mantenga una velocidad mecánica constante, la cuál fue fijada desde el principio. Este hecho permite garantizar que es posible operar a una velocidad angular dada para fines de control.

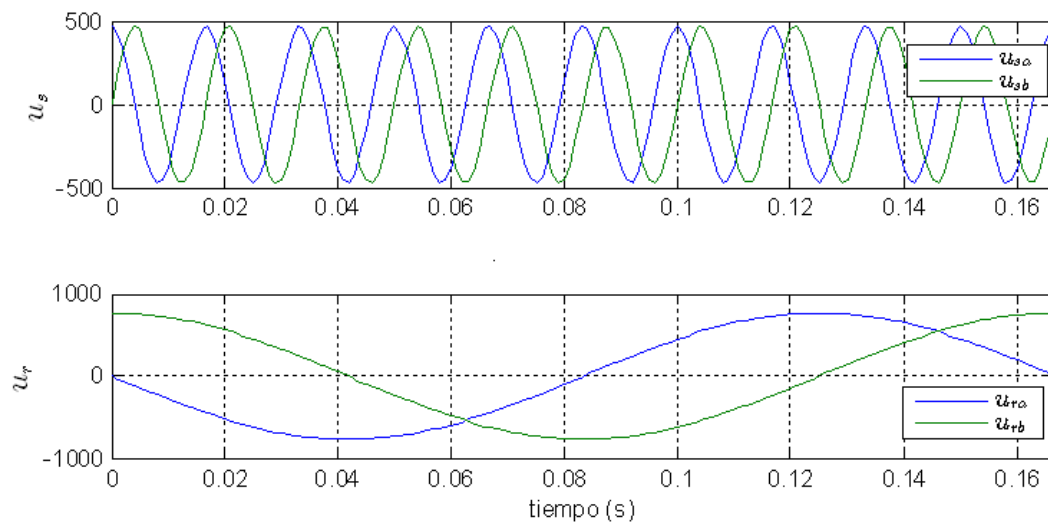


Figura B.2: Voltajes del generador en el punto de equilibrio

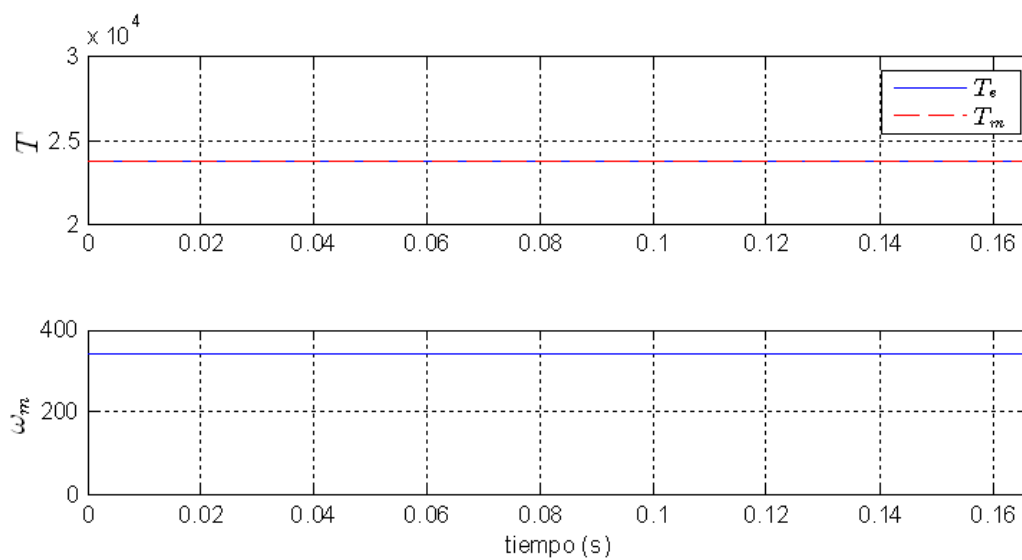


Figura B.3: Par eléctrico y mecánico, y velocidad mecánica en el punto de equilibrio

Apéndice C

Código de programación del aerogenerador

C.1. Archivos de la programación

Los archivos involucrados en la programación y simulación del aerogenerador son:

- Conjunto de perfiles de viento extensión .mat
- Archivos extensión .m
 - Param_Sim.m: Carga el tiempo de muestreo, el perfil de viento y el tiempo de simulación.
 - Param_Tbna.m: Carga los coeficientes y parámetros del modelo de la turbina (Heier), las ganancias de los observadores y las condiciones iniciales del estimador y los observadores.
 - Param_Dfig.m: Carga los parámetros y condiciones iniciales del generador.
- Modelo del aerogenerador en Simulink extensión .slx (o .mdl)
 - Dfig_MPPT.slx: Simula el aerogenerador en la RII con control basado en el MPPT.
 - Dfig_Pitch.slx: Simula el aerogenerador en la RIII con control del ángulo del aspa.
 - Dfig_Stall.slx: Simula el aerogenerador en la RIII con control sin variar el aspa.

C.2. Código del aerogenerador y su control en Matlab-Simulink

El código del aerogenerador DFIG de 1.5 MW y su sistema de control en su primer nivel de programación se muestra en la [Figura C.1](#). En este primer nivel de programación se localizan 7 bloques: 1) Velocidad del viento, 2) Turbina eólica, 3) Multiplicadora de velocidad, 4) Estimador y observadores, 5) CBP, 6) Monitoreo, y 7) Generador DFIG. El bloque de la velocidad del viento contiene los perfiles de viento para llevar a cabo las simulaciones del aerogenerador en las RII y RIII. Por otro lado, el bloque de Monitoreo permite visualizar de forma más amigable algunas de las señales más relevantes del aerogenerador.

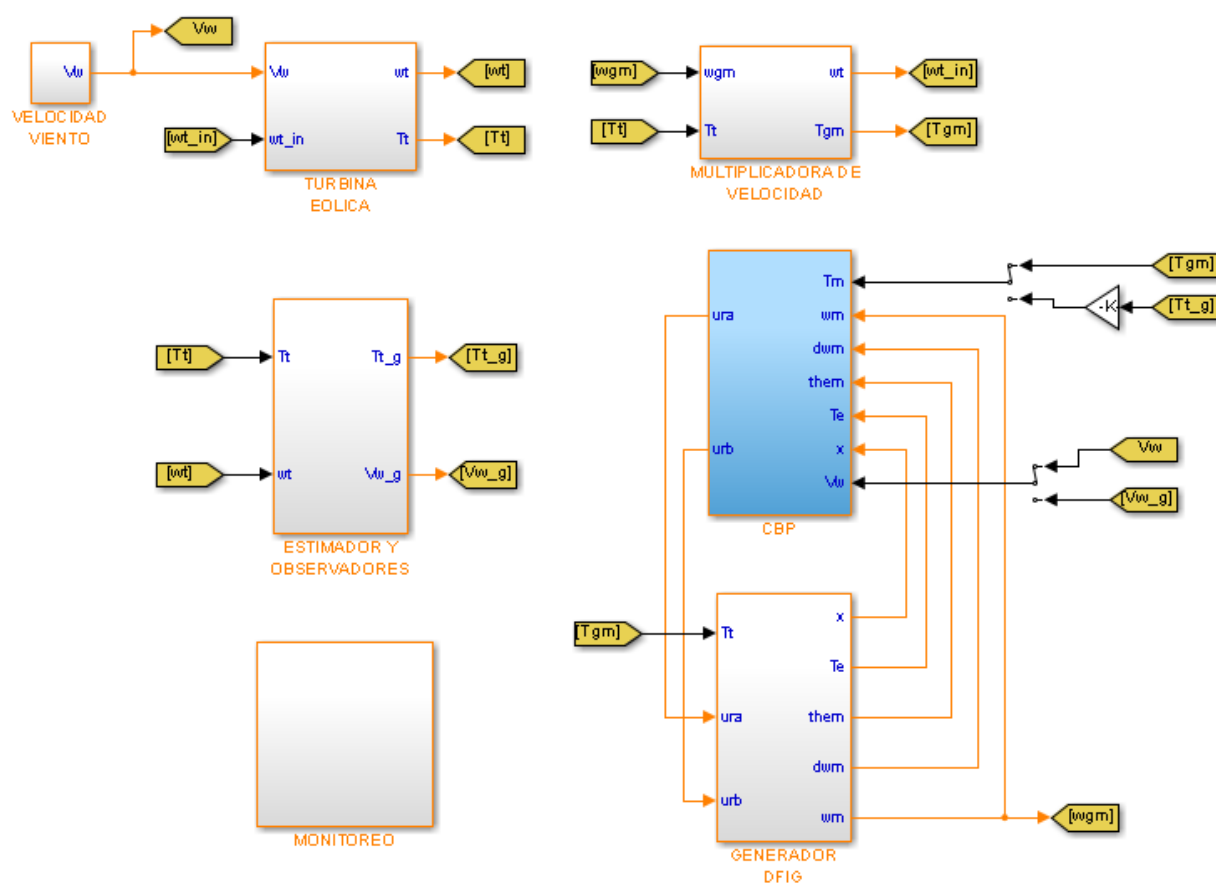


Figura C.1: Código del aerogenerador y su control, nivel 1

El bloque de la turbina eólica ([Fig. C.2](#)) abarca el cálculo de la potencia disponible en el viento, la potencia de la turbina y el modelo heurístico de Heier. Las entradas del bloque son: 1) La velocidad del viento (Vw), y 2) La velocidad de la turbina de entrada

(ωt_{in}). Las salidas son: 1) Velocidad angular de la turbina (ωt), y 2) Par mecánico (Tt).

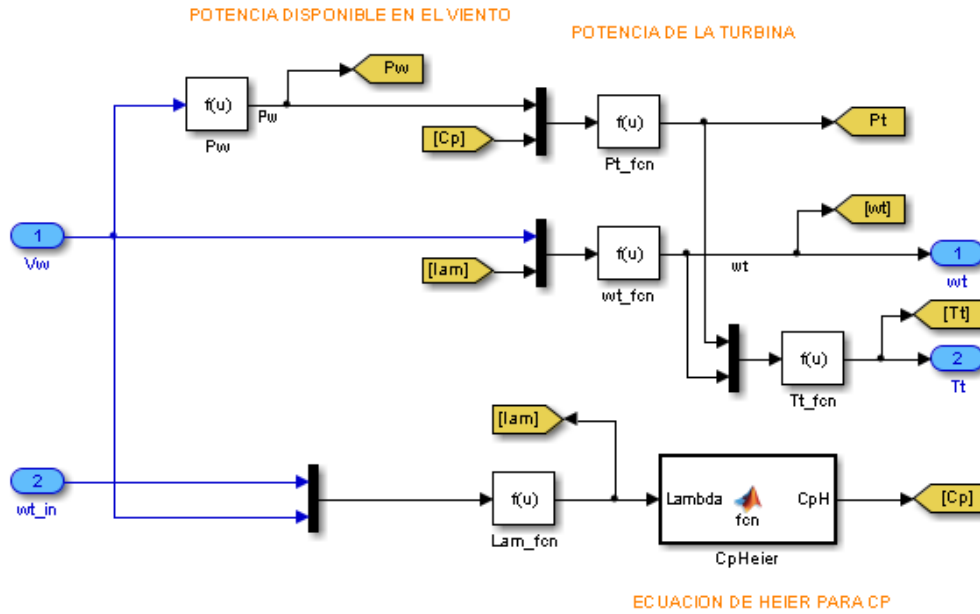


Figura C.2: Código de la turbina, nivel 2

El bloque del generador (Fig. C.3) contiene el código del modelo del generador DFIG de quinto orden y un bloque del voltaje del estator. El bloque del voltaje del estator representa el bus infinito de potencia (fuente de voltaje de amplitud y frecuencia constante) al que está conectado el aerogenerador. Las entradas son: 1) Par mecánico del generador (Tgm), 2) Voltaje del rotor a (ura), y 3) Voltaje del rotor b (urb). Las salidas son: 1) Corrientes del estator y rotor (x), 2) Par eléctrico (Te), 3) Posición mecánica ($them$), 4) Aceleración angular ($d\omega m$), y 5) Velocidad angular (ωm).

El bloque de la caja multiplicadora (Fig. C.4) es un par de ganancias que afectan a la velocidad del generador y el par de la turbina. Las entradas son: 1) Velocidad angular mecánica del generador (ωgm), y 2) Par de la turbina (Tt). Las salidas son: 1) Velocidad de la turbina (ωt), y 2) Par mecánico del generador (Tgm).

El código del estimador (Fig. C.5) incluye el algoritmo por mínimos cuadrados con regresor estimado, los observadores de v_w y $r\omega_t$, y la restricción de las ganancias de los observadores. Las entradas son: 1) Par de la turbina (Tt), y 2) Velocidad de la turbina (ωt). Las salidas son: 1) Par de la turbina estimado (Tt_g), y 2) Velocidad del viento estimada (Vw_g).

El bloque del controlador (Fig. C.6) incluye las referencias de velocidad que permi-

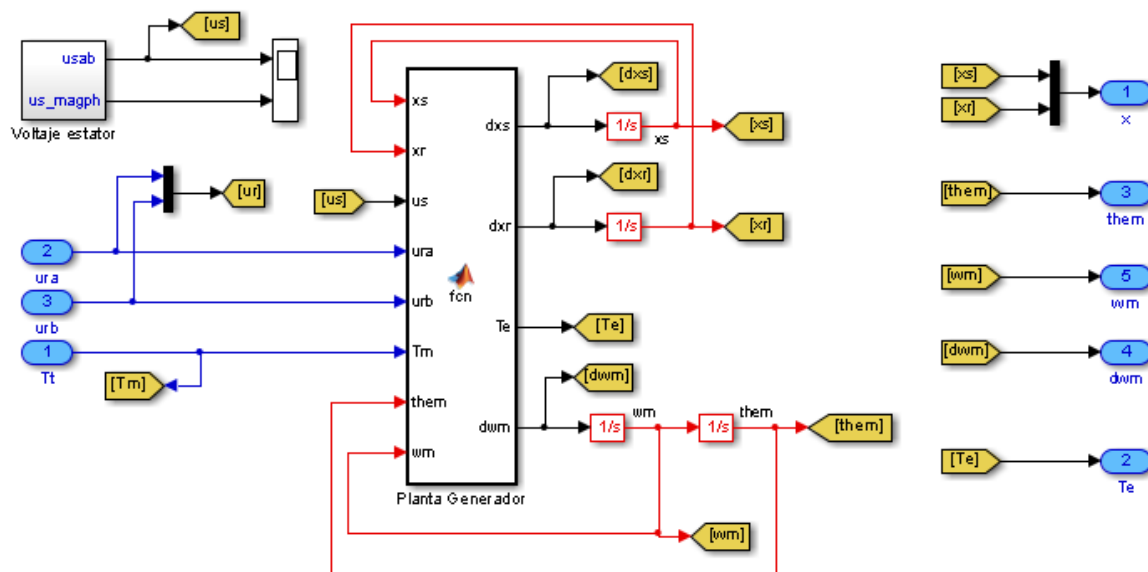


Figura C.3: Código del generador, nivel 2

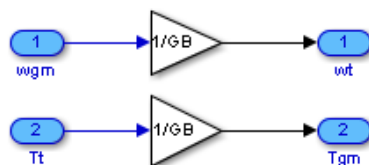


Figura C.4: Código de la relación de la multiplicadora, nivel 2

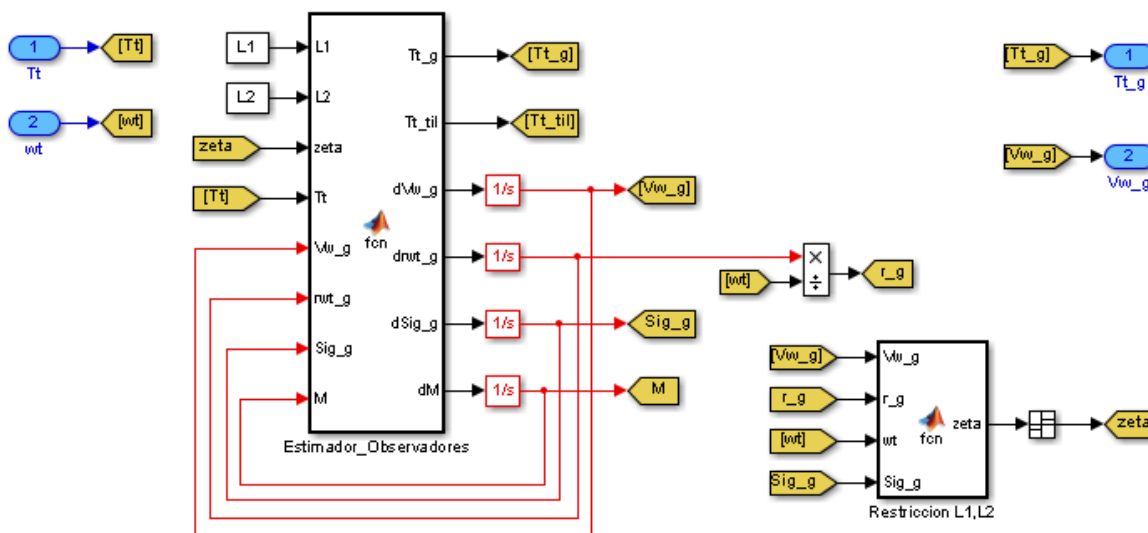


Figura C.5: Código del estimador y observadores, nivel 2

ten generar las referencias de par eléctrico, flujos del estator y corrientes del generador para construir la señal de control (voltaje del rotor). Las entradas son: 1) Par mecánico del generador (Tm), 2) Velocidad angular mecánica del generador (ωm), 3) Aceleración mecánica del generador ($d\omega m$), 4) Posición mecánica ($them$), 5) Par eléctrico (Te), 6) Corrientes del generador (x), y 7) Velocidad del viento (Vw). Las salidas son: 1) Voltaje del rotor a (ura), y 2) Voltaje del rotor b (urb).

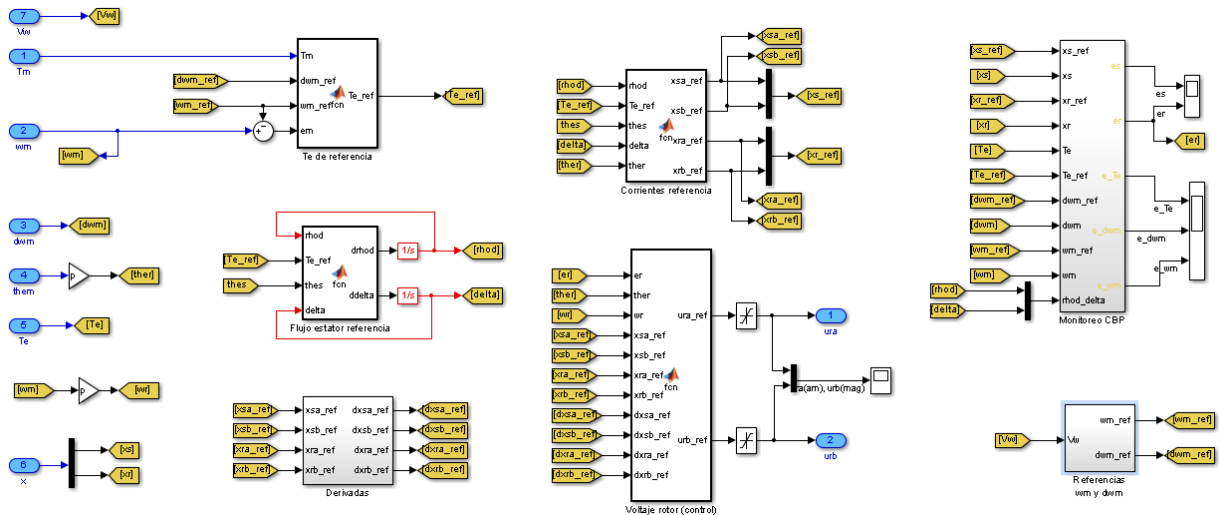


Figura C.6: Código del CBP, nivel 2

Apéndice D

Código del cálculo de las CIs

```

%Tesis: Control de un aerogenerador DFIG sin variar
%el ángulo del aspa
%Indira X. Alcaide Godínez
%Tutor: Luis Alvarez-Icaza
%Cálculo de CIs para el DFIG
%02/Abril/2014
%La única variable de entrada a modificar es vw

```

```

clc;
clear all;

```

```

%Fija una velocidad del viento
% vw=5.853818414211273;
vw=7.691822679996490;

```

```

%=====
%Calcular Tm del generador para una Vw dada
R=32.25; %Radio del rotor
rho=1.225; %Densidad del aire
Cpmax=0.4254;
Lamop=7.9540;
GB=65;

```

```

Pw=(1/2)*rho*pi*R^2*vw^3;
Pt=Cpmax*Pw;
wt=Lamop*vw/R; %wt en rad/s
wt2=wt*60/(2*pi); %wt en rpm
Tt=Pt/wt;
Tgm=Tt/GB;
wgm=wt*GB; %wgm en rad/s
wgm2=wgm*60/(2*pi); %wgm en rpm
%=====
wm1=wgm2;
Tl=Tgm;

```

```

%--Obteniendo CIs para el modelo--

```

```

% %-----Parametros mecánicos-----
J=75;
B=1e-3;
thes=0;
ther=0;
f=60; %Frecuencia red
we=2*pi*f; %Velocidad angular
p=3; %Pares de polos
ws1=60*f/p; %Velocidad síncrona de la máquina rpm
ws=ws1*2*pi/60; %Velocidad síncrona de la máquina rad/s
wm=wm1*2*pi/60; %Velocidad mecánica en rad/s
wr=p*wm; %Velocidad eléctrica
wrr=(ws-wr);
fr=wrr/(2*pi);
Tel=Tl+B*wm;

```

```

%-----Parametros eléctricos-----
Jas=[0 -1;1 0];
rotM=[cos(ther) -sin(ther);sin(ther) cos(ther)];
rotMneg=[cos(ther) sin(ther);-sin(ther) cos(ther)];
Cus=469.5;
I2=eye(2);
Rs=1.4e-3;
Rr=9.91e-4;
Ls=9.01e-5;
Lr=8.22e-5;
Lm=1.53e-3;
c1=(3/2)*p*Lm;
%Cálculo de phi
S = [-(log(-(Cus*Ls*(c1*(c1*Cus^2 - 4*Lm*Rs*Tel*we))^(1/2) + Lm*Rs^2*Tel*i +
Lm*Ls^2*Tel*we^2*i)/(c1*Cus^2*Ls + Lm*Tel*Ls^2*we^2*i - 2*Lm*Tel*Ls*Rs*we + Lm*Tel*Rs^2*
(-i))) *i)/2
-(log(-(- Cus*Ls*(c1*(c1*Cus^2 - 4*Lm*Rs*Tel*we))^(1/2) + Lm*Rs^2*Tel*i +
Lm*Ls^2*Tel*we^2*i)/(c1*Cus^2*Ls + Lm*Tel*Ls^2*we^2*i - 2*Lm*Tel*Ls*Rs*we + Lm*Tel*Rs^2*
(-i))) *i)/2];
eTev=zeros(2,1);
eTmv=zeros(2,1);
for cc=1:2
phi=real(S(cc,1));
Cxs=(-Cus*sin(phi))/(we*Ls*cos(phi)-Rs*sin(phi));
Cxr=(-Cus*Ls)/(Lm*(we*Ls*cos(phi)-Rs*sin(phi)));
xs=Cxs*[cos(thes);sin(thes)];
xr=Cxr*[-sin(thes-ther+phi);cos(thes-ther+phi)];

Te2=c1*xs'*Jas*rotM*xr;
Tm2=Te2-B*wm;
eTe=Tel-Te2;
eTm=Tm2-Tl;

xrs=rotMneg*xr;
flus=Ls*xs+Lm*xrs;
flus_mag=sqrt(flus(1)^2+flus(2)^2);
flus_ph=atan(flus(2)/flus(1));

eTev(cc,1)=eTe;
eTmv(cc,1)=eTm;
flus_magv(cc,1)=flus_mag;
flus_phv(cc,1)=flus_ph;
end

% %Se generaron 2 grupos de CI's
% %Selecciona el conjunto donde cos(flus_ph) sea mayor posito
% %Y eTe&eTm sean casi cero
% Estabi=cos(flus_ph)
% eTev
% eTmv

```


Bibliografía

- Bang, D., Polinder, H., Ferreira, J. and Rooij, R. V. (2007), New active speed stall control compared to pitch control for a direct-drive wind turbine, *in* ‘Europe premier wind energy event’.
- Bourlis, D. (2011), *A complete control scheme for variable speed stall regulated wind turbines*, InTech.
- Fernandez, L., García, C. and Jurado, F. (2008), ‘Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (dfig) wind turbines operating with power regulation’, *Energy* **33**, 1438–1452.
- Fletcher, J. and Yang, J. (2010), *Introduction to Doubly-Fed Induction Generator for Wind Power Applications, Paths to Sustainable Energy*, University of Strathclyde.
- Garduño, R., Rodríguez, A., Sanchez, M., Martínez, M., Hernández, M., Alcaide, I., Re, V. and Hernández, R. (2012), Investigación, desarrollo e innovación tecnológica de sistemas de control de aerogeneradores, *in* ‘Divulgación IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas)’.
- GWEC (2012), ‘Global wind energy council: Global wind statistics 2012’, [Online].
- Heier, S. (1998), Grid integration of wind energy conversion systems, *in* ‘John Wiley & Sons Ltd’.
- Hoffman, R. (2002), A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture, Master’s thesis, Universidad Técnica de Darmstadt.
- Ioannou, P. and Sun, J. (1996), *Robust adaptive control*, Prentice-Hall.

- Johnson, K., Pao, L., Balas, M. and Fingersh, L. (2006), ‘Control of variable-speed wind turbines: Standard and adaptive techniques for maximizing energy capture’, *IEEE Control Syst. Mag.* **26**, 70–81.
- Krause, P. (1986), *Analysis of Electric Machinery*, McGraw-Hill.
- López, I. (2012), Control basado en pasividad de generadores de inducción con rotor devanado, PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Marques, J., Pinheiro, H., Grundling, H., Pinheiro, J. and Hey, H. (2003), A survey on variable-speed wind turbine system, *in* ‘Congreso Brasileño de Electronica de Potencia (COBEP), Brasil’.
- Miller, N., Sanchez-Gasca, J., Price, W. and Delmerico, R. (2003), Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations, *in* ‘GE Power Systems Energy Consulting, IEEE WTG Modeling Panel’.
- Müller, S., Deicke, M. and Doncker, W. D. (2002), ‘Doubly fed induction generators systems for wind turbines’, *IEEE Industry Applications Magazine* **2**, 26–33.
- Monroy, A. (2005), Modelado y control de un aerogenerador, Master’s thesis, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Muljadi, E., Pierce, K. and Migliore, P. (1998), ‘Control strategy for variable-speed stall-regulated wind turbines’, *Proceedings of American Control Conference* **22**, 1710–1714.
- Muljadi, E., Pierce, K. and Migliore, P. (2000), A conservative control strategy for variable-speed stall-regulated wind turbines, *in* ‘American Society of Mechanical Engineers (ASME) Wind Energy Symposium’.
- Pao, L. and Johnson, K. (2011), ‘Control of wind turbines: Approaches, challenges, and recent developments’, *Automatica* **43**, 44–62.
- Polinder, H., Bang, D., Rooij, R. V., McDonald, A. and Mueller, M. (2007), ‘10 mw wind turbine direct-drive generator design with pitch or active speed stall control’, *Electric Machines & Drives Conference* **2**, 1390–1395.
- Polinder, H., de Haan, S., Dubois, M. and Sloopweg, J. (2005), ‘Basic operation principles and electrical conversion systems of wind turbines’, *EPE* **15**, 4–9.

- Qiao, W., Venayagamoorthy, G. and Harley, R. (2009), 'Real-time implementation of a statcom on a wind farm equipped with doubly fed induction generators', *IEEE Trans. Ind. Applicat.* **45**, 98–107.
- Villanueva, J. (2007), Modelado de aerogeneradores a través de efectos disipativos, Master's thesis, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Villanueva, J. (2012), Modelado y control de aerogeneradores por efecto de fricción viento-hélice, PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México.
- WD (2012), 'Wind directions: The european wind industry magazine', [Online]. pp.22-23.
- Wu, B., Lang, Y. and Kouro, S. (2011), *Power conversion and control of wind energy systems*, IEEE Press.

RESUMÉ



Indira Xochiquetzal Alcaide Godinez

Nació en Ayutla de los libres, Guerrero, México; el 16 de abril de 1986. Ingeniera Eléctrica por la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM), y pasante de la Maestría en Ingeniería Eléctrica campo Control por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En junio de 2009 participó en un proyecto de especificaciones técnicas para la reconfiguración eléctrica de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa” ubicada en Cadereyta, Nuevo León. A partir de 2010 a 2012 participó en los proyectos de monitoreo y diagnóstico de un aerogenerador de 850 kW en la CE “La Venta II” ubicada en Juchitán, Oaxaca, y el desarrollo de control de la Máquina Eólica Mexicana (MEM) en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Morelos. En 2013 realizó su tesis de maestría en el Instituto de Ingeniería (II) de la UNAM, México, D.F.