

Universidad Nacional Autónoma de México

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería

CONTROL BASADO EN PASIVIDAD DE GENERADORES DE INDUCCIÓN CON ROTOR DEVANADO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA - CONTROL P R E S E N T A:

IRVIN LÓPEZ GARCÍA

ASESOR: DR. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ

CO-ASESOR: DR. VICTOR MANUEL CÁRDENAS GALINDO

Ciudad Universitaria 2012

JURADO ASIGNADO:

Presidente:	Dr. LUIS AGUSTÍN ÁLVAREZ ICAZA LONGORIA
Secretario:	Dr. JAIME ALBERTO MORENO PÉREZ
Vocal:	Dr. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ
1^{er} Suplente:	Dr. RAFAEL ESCARELA PÉREZ
2^{do} Suplente:	Dr. VICTOR MANUEL CÁRDENAS GALINDO

Ciudad Universitaria, Laboratorio de Control. México, Distrito Federal. Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Laboratorio de Calidad de Energía y Control de Motores. San Luis Potosí, México.

Asesor de Tesis:

DR. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ

Co-Asesor de Tesis:

DR. VICTOR MANUEL CÁRDENAS GALINDO

Agradecimientos

Extiendo mi reconocimiento a:

A Dios por el apoyo que encontré en él en los momentos más difíciles en la realización de este, mi proyecto de vida.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de desarrollar este trabajo de tesis, con la cual he afianzado mis conocimientos en todos los sentidos de mi vida.

Al Proyecto DGAPA-PAPIIT, proyecto IN-103306 por el apoyo otorgado, de octubre a diciembre de 2007.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo otorgado mediante la beca de estudios de posgrado, de enero 2008 a agosto 2011.

A mis asesores, el Dr. Gerardo R. Espinosa Pérez y el Dr. Victor M. Cárdenas Galindo. En especial, al Dr. Gerardo por permitirme trabajar con él y por ayudar a mi formación con sus enseñanzas y sus pláticas de vida.

A todos los miembros de mi jurado, al Dr. Gerardo R. Espinosa, al Dr. Luis A. Álvarez, al Dr. Jaime A. Moreno, al Dr. Rafael Escarela y al Dr. Victor M. Cárdenas, por sus valiosos comentarios que ayudaron a mejorar este trabajo.

A la Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapotzalco, por todo el apoyo brindado a través de la jefatura del Departamento de Energía y por el apoyo otorgado mediante la ayuda de estudios de posgrado.

A la Universidad Autónoma de San Luis Potosí por permitirme trabajar en el Laboratorio de Calidad de Energía y Control de Motores y utilizar sus equipos. En especial al Dr. Victor M. Cárdenas Galindo por todo el apoyo brindado. También agradezco a cada uno de los compañeros y amigos que compartieron tiempo de trabajo conmigo en ese laboratorio.

A mi adorable esposa Alejandra, por su amor, entusiasmo y su apoyo incondicional. A la gran familia que Dios me regaló por alentarme todo el tiempo, en especial a mis padres Adela Garcia y Faustino López, y a todas mis hermanas y hermanos.

A mis grandes amigos que tuvieron a bien compartir conmigo momentos de llenos de alegrías, de tristezas y de conocimientos. En especial, a los amigos de la pandilla de los *parásitos*

A los compañeros y amigos de trabajo de la UAM-A, en especial al M. en C. Eduardo Campero por los momentos de discusión que enriquecieron este trabajo.

Dedicatoria:

A mi linda esposa Alejandra que ha sabido ser mi luz en los momentos de oscuridad.

Resumen

En este trabajo de tesis, se plantea el problema de regulación de potencia activa y reactiva entre un Sistema de Generación Eólico (SGE) y la red eléctrica por medio de la regulación de las potencias en el lado del estator de un Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD). Se demuestra con pruebas formales de estabilidad, cómo una estrategia de control basada en pasividad puede resolver este problema, estableciendo una solución viable, desde una perspectiva de desempeño dinámico y desde un punto de vista de una implementación práctica.

La evaluación de la estrategia de control se llevó a cabo en dos partes. En la primera, se evaluó numéricamente las propiedades del controlador pasivo para cuando el par mecánico es constante. En la segunda parte, se evaluó numéricamente las propiedades de estabilidad del controlador pasivo para cuando el par mecánico es entregado por una turbina eólica y es constante a tramos, es decir, es contante en ciertos periodos de tiempo. El desarrollo de las evaluaciones numéricas se llevaron a cabo mediante el uso del paquete de computo MATLAB/Simulink, con el objetivo de determinar si las restricciones impuestas por el controlador pasivo son realizables desde un punto de vista práctico.

Bajo esta perspectiva, los resultados aquí presentados son de gran utilidad, ya que se tiene información completa de la potencia activa y reactiva que se despachan, tanto en el estator, como en el rotor del GIRD, permitiendo con ello determinar cuáles son las condiciones de operación seguras para la máquina bajo diferentes condiciones de velocidad del viento.

Abstract

In this thesis the active and reactive power regulation control problem between a Wind Turbine System (WTS) and grid is approached through of the stator-side power regulation of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG). It is shown whit formal proofs of stability, how a Passivity-based controller can deal with this problem establishing a viable solution from both a dynamic performance perspective and a practical implementation.

The evaluation of the present scheme is carried in two parts. In the first, the evaluation of the stability properties of the controller is carried out by considering that the mechanical torque is constant. In the second part, the evaluation of the stability properties of the controller is carried out by considering that the mechanical torque is joined to wind turbine and it is piecewise constant. The numerical evaluation is carried out with MATLAB/Simulink in order to determine whether the restrictions imposed by the passive controller are feasible from a practical viewpoint.

In this perspective, the results presented here are very useful because full information of the powers that are dispatched both in the stator and rotor of GIRD, thereby permitting determine the operating conditions machine safe, under different wind velocities.

Índice general

Índi	ce de figuras]
Índi	ce de cuadros	х
1. I	ntroducción	
1	.1. Motivación	
1	.2. Antecedentes	
1	.3. Formulación del problema	
1	.4. Hipótesis	
1	.5. Alcances	
1	.6. Principales contribuciones	
1	.7. Organización de la tesis	
2. I	DA-PBC	
2	.1. Control Basado en Pasividad	
2	.2. Propiedades de los Sistemas Hamiltonianos	
2	.3. IDA-PBC	
3. (Generación Eólica	
3	.1. Sistema	
3	.2. GIRD	
3	.3. Turbina y viento	
	3.3.1. Turbina Eólica	
	3.3.2. Viento	
3	.4. Potencias	

ÍNDICE GENERAL

		3.4.1. Potencias bajo condiciones senoidales	32
		3.4.2. Potencia reactiva instantánea	34
	3.5.	Balance de potencias	37
4.	Con	trol de Potencias	41
	4.1.	Formulación del problema	41
		4.1.1. Análisis de resolubilidad	43
	4.2.	Metodología	46
	4.3.	Control con $T_m = cte$	47
	4.4.	Control con $T_m = T_m(\omega)$	53
5.	Eva	luación del controlador	59
	5.1.	Diseño de experimentos	59
	5.2.	Evaluación con $T_m = cte$	60
	5.3.	Evaluación $T_m = T_m(\omega)$	73
		5.3.1. Regulación de \mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^*	74
		5.3.2. Seguimiento de la máxima potencia y regulación de Q_{RE}	91
	5.4.	Ganancias de sintonización en el desempeño del controlador IDA-PBC $% \left({{{\rm{A}}}\right) = 0.025} \right)$.	103
	5.5.	Integración de la dinámica del convertidor <i>back-to-back</i> en el control del SCE	100
		551 SCE con back-to-back a $T = Cte$	113
		5.5.2. SGE con back-to-back a $T_m = T_m(\omega)$	116
6.	Con	clusiones	125
	6.1.	Conclusiones	125
	6.2.	Líneas de investigación abiertas y trabajos futuros	127
	6.3.	Publicaciones generadas	128
А.	Pro	totipo Experimental	131
	A.1.	Prototipo Experimental	131
Re	efere	ncias	141

Índice de figuras

2.1.	Sistema pasivo	14
2.2.	Moldeo de energía del sistema pasivo	15
3.1.	Sistema de Generación Eólico	24
3.2.	Coeficiente de potencia C_p a diferentes ángulos de ataque $\ldots \ldots \ldots$	27
3.3.	Análisis espectral del viento realizada en Brookhaven, New York por Van	
	der Hoven en 1957 (Burton <i>et al.</i> (2001)) $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	29
3.4.	Frecuencias de corte del filtro <i>paso bajo</i> para diferentes momento de	
	inercia (J)	31
3.5.	Perfil de viento para una altura de 20 m	32
3.6.	Transformación de marco abc a $\alpha\beta$	35
3.7.	Potencia instantáne a activa y reactiva en el marco $\alpha\beta$ $\ .$ $\ .$	36
3.8.	Convertidor de potencia	37
3.9.	Flujos de Potencia en el SGE	38
5.1.	Experimento 1 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* =$	
	-1750,7 [W], $Q_s^* = 0$ [VAR] con condición inicial cero	61
5.2.	Experimento 1 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7 \ [W],$	
	$Q_s^* = 0 \ [VAR]$ con condición inicial cero	62
5.3.	Experimento 1 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* =$	
	$-1750,7~[W], {{\Omega_s}^*}=0~[VAR]$ con condición inicial cero	62
5.4.	Experimento 1 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$	
	$[W], Q_s^* = 0 \ [VAR]$ con condición inicial cero	63

ÍNDICE DE FIGURAS

5.5. Experimento 2 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* =$	
$-1400,6~[W], {\mathbb Q}_s{}^*=-1050,4~[VAR]$ con condición inicial cero	63
5.6. Experimento 2 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica para $\mathcal{P}_s^* = -1400, 6 [W],$	
$Q_s^* = -1050,4 \ [VAR]$ con condición inicial cero	64
5.7. Experimento 2 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* =$	
$-1400,6~[W], {\mathbb Q}_s{}^*=-1050,4~[VAR]$ con condición inicial cero	64
5.8. Experimento 2 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1400,6$	
$[W], {\mathfrak Q}_s{}^* = -1050, 4 \ [VAR]$ con condición inicial cero	65
5.9. Experimento 3 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	66
5.10. Experimento 3 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica con condición inicial	
diferente de cero	67
5.11. Experimento 3 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	67
5.12. Experimento 3 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	68
5.13. Experimento 4 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	68
5.14. Experimento 4 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica con condición inicial	
diferente de cero	69
5.15. Experimento 4 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	69
5.16. Experimento 4 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor con condición	
inicial diferente de cero	70
5.17. Perfil de la velocidad del viento	75
5.18. Raíces de la ecuación (5.1) para velocidad de viento de 16 $[\frac{m}{s}]$	77
5.19. Raíces de la ecuación (5.1) para velocidad de viento de 25 $[\frac{m}{s}]$	78
5.20. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica deseada (ω^*) y par	
mecánico deseado (T_m^*)	80
5.21. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctri-	
ca con condición inicial cero	80

5.22. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y	
reactiva en la red eléctrica con condición inicial cero $\ .\ .\ .\ .\ .\ .$	81
5.23. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de las pérdidas por efecto	
$Joule$ en el estator y rotor del GIRD con condición inicial cero \ldots	82
5.24. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial	
cero	83
5.25. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y	
reactiva en el estator del GIRD con condición inicial cero $\ \ldots \ldots \ldots \ldots$	84
5.26. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y	
reactiva en el rotor del GIRD con condición inicial cero $\ \ldots \ldots \ldots \ldots$	85
5.27. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente ins-	
tantáneo de la fase a en el estator del GIRD con condición inicial cero $% A^{a}$.	85
5.28. Experimento 1 $(T_m=T_m(\omega)).$ Acercamiento del voltaje y corriente ins-	
tantáneo de la fase a en el rotor del GIRD con condición inicial cero $\ .$.	86
5.29. Experimento 1 $(T_m=T_m(\omega)).$ Acercamiento del voltaje y corriente ins-	
tantáneo de la fase a en el estator del GIRD 8 $[s]$ con condición inicial	
cero	87
5.30. Experimento 1 $(T_m=T_m(\omega)).$ Acercamiento del voltaje y corriente ins-	
tantáneo de la fase a en el rotor del GIRD en 9 [s] con condición inicial	
cero	87
5.31. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctri-	
ca con condición inicial diferente de cero	88
5.32. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Pérdidas por efecto Joule en estator y	
rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero	89
5.33. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator	
del GIRD con condición inicial diferente de cero	89
5.34. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencias activa y reactiva en el rotor del	
GIRD con condición inicial diferente de cero	90
5.35. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial	
diferente de cero	90
5.36. Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Perfil de la velocidad del viento	93

5.37. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator
del GIRD con condición inicial cero
5.38. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Accreamiento del error en las potencias
en el estator del GIRD con condición inicial cero
5.39. Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Velocidad mecánica con condición inicial
cero
5.40. Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Coeficiente de potencia y relación de
velocidad de punta con condición inicial cero
5.41. Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Acercamiento del voltaje y corriente ins-
tantáneo de la fase a en el rotor del GIRD con condición inicial cero $\ .\ .\ 97$
5.42. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencias despachada en el rotor del
GIRD con condición inicial cero
5.43. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de las potencias que se
despachan a la red eléctrica con condición inicial cero
5.44. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator
del GIRD con condición inicial diferente de cero
5.45. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Coeficiente de potencia y relación de
velocidad de punta con condición inicial diferente de cero $\ldots\ldots\ldots\ldots$ 100
5.46. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del
GIRD con condición inicial diferente de cero
5.47. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial
diferente de cero \ldots
5.48. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctri-
ca con condición inicial diferente de cero \ldots
5.49. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Corriente instantánea en fase a en estator
y rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero $\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ 102$
5.50. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Voltaje instantáneo en fase a en estator
y rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero $\ldots\ldots\ldots\ldots$ 102
5.51. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Corriente instantánea en fase a en estator
y rotor del GIRD al rededor de 2 $\left[s\right]$ con condición inicial diferente de cero 104
5.52. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Voltaje instantáneo en fase a en estator
y rotor del GIRD alrededor de 2 $[s]$ con condición inicial diferente de cero 104

5.53. Transitorios máximos de las potencias en la red eléctrica para variaciones
en k_m
5.54. Velocidad mecánica para las variaciones en k_m
5.55. Velocidad mecánica para las variaciones en k_m
5.56. Transitorio máximo de las potencias en el estator del GIRD para las
variaciones en k_m
5.57. Convertidor de potencia $Back-to-Back$
5.58. Experimento 4 $(T_m = cte)$. Potencia en estator incluyendo el convertidor
$back-to-back$ con condición inicial diferente de cero $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots 113$
5.59. Experimento 4 ($T_m = cte$). Potencia en rotor incluyendo el convertidor
$back\-to\-back$ con condición inicial diferente de cero $\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ 114$
5.60. Experimento 4 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica incluyendo el convertidor
$back\-to\-back$ con condición inicial diferente de cero $\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ \ldots\ 114$
5.61. Experimento 4 $(T_m = cte)$. Acercamiento del voltaje en el bus del back-
to-back
5.62. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctri-
ca incluyendo el $\mathit{back-to-back}$ con condición inicial diferente de cero $\ .\ .\ .\ 117$
5.63. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator
del GIRD incluyendo el $\mathit{back-to-back}$ con condición inicial diferente de cero 117
5.64. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del
GIRD incluyendo el $back\-to\-back$ con condición inicial diferente de cero . 118
5.65. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica del GIRD incluyendo
el back-to-back con condición inicial diferente de cero $\ldots\ldots\ldots\ldots$ 118
5.66. Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje en el bus de cd
del back-to-back \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots 119
5.67. Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencia activa y reactiva en el estator
del GIRD incluyendo el $\mathit{back-to-back}$ con condición inicial diferente de cero 120
5.68. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Coeficiente de potencia y relación de velo-
cidad de punta incluyendo el $\mathit{back-to-back}$ con condición inicial diferente
de cero
5.69. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del

GIRD incluyendo el $back\-to\-back$ con condición inicial diferente de cero . 121

ÍNDICE DE FIGURAS

5.70. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica del GIRD incluyendo
el back-to-back con condición inicial diferente de cero $\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$ 122
5.71. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctri-
ca incluyendo el $\mathit{back-to-back}$ con condición inicial diferente de cero $\ .\ .\ .\ 122$
5.72. Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje en el bus de cd
del back-to-back
A.1. Esquema del prototipo experimental del SGE
A.2. Elementos de maqueta experimental
A.3. Tarjetas e Inductor de Potencia
A.4. Diagrama del inversor para cada una de los convertidores de voltaje tipo
puente
A.5. Diagrama de la tarjeta auxiliar para generar señales PWM 135
A.6. Diagrama de la tarjeta auxiliar para generar los tiempos muertos $\ . \ . \ . \ 136$
A.7. Prueba de tarjetas de tiempo Muerto
A.8. Prueba de tarjeta generadora de señales PWM $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots \ 137$
A.9. Prueba de la tarjeta generadora de las señales PWM y de Tiempo Muerto 137 $$
A.10.Tarjetas e inductor de Potencia
A.11. Conexión de tarjetas para prueba de los convertidores tipo fuente . 138 $$
A.12. Prototipo en operación en lazo abierto
A.13. Prototipo en operación en lazo abierto
A.14.Prototipo en operación en lazo abierto

Índice de cuadros

5.1.	Parámetros del GIRD	60
5.2.	Diferentes condiciones de operación para el GIRD	71
5.3.	Condiciones eléctricas y mecánicas derivadas de la solución de la ecuación	
	$(5.1) \ldots \ldots$	76
5.4.	Condiciones eléctricas y mecánicas derivadas de segunda solución de $\left(5.1\right)$	78
5.5.	Diferentes condiciones de operación para el GIRD	79
5.6.	Efecto de la variación de k_m	106
5.7.	Efecto de la variación de k_m	108
5.8.	Parámetros de dimensionamiento para el rectificador	112

ÍNDICE DE CUADROS

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La humanidad no puede medir su desarrollo sin considerar los distintos tipos de energía que ha usado a lo largo de su historia. Sin duda, una de las formas más prácticas y más seguras ha sido la energía eléctrica. Por tal razón, buscar nuevas maneras de generarla es apremiante, tanto para el medio ambiente, como para la economía de cualquier país.

Hoy en día, las maneras convencionales más importantes que se tienen para generar la energía eléctrica (con plantas termoeléctricas y de ciclo combinado) están siendo constantemente evaluadas por los impactos negativos que están teniendo en el medio ambiente, y por el hecho de que el combustible primaria que utilizan (petróleo y gas) es cada día más cara y su disponibilidad será escasa en el futuro, según la *International Energy Agency's (IEA)* y como lo cita Ramakumar *et al.* (2007) en el artículo de introducción para la edición especial sobre Sistemas de Generación Eólicos de la revista *IEEE Transaction on Energy Conversion* de 2007.

De hecho, se menciona explícitamente en Ramakumar *et al.* (2007) que la producción global de petróleo tiene como pronóstico alcanzar su máximo en el año 2014 y la producción del gas en el año 2030, por lo que después de estos años, los precios de estos combustibles se dispararán de forma agresiva, encareciendo así la generación convencional de la energía eléctrica. Por ello, se espera que haya un déficit mundial en la generación de la energía eléctrica después de estos años, que deberá ser solventada de alguna manera.

En este sentido, la generación de la electricidad mediante fuentes de energía renovables es una alternativa importante para hacerle frente a estos problemas, tanto en la actualidad como en el futuro. De los sistemas de generación de energía eléctrica que utilizan energía renovable, los más conocidos y desarrollados tecnológicamente son: los Sistemas de Generación Eólicos (SGE), los Sistemas Fotovoltaicos y los Sistemas Geoeléctricos. Existe otro sistema de generación que utiliza el aire expulsado por las olas del mar para transmitir energía a una turbina mecánica la cual genera energía eléctrica, sin embargo, en términos de desarrollo no se compara con los otros sistemas.

En la actualidad, dentro de las alternativas que se tienen para la generación de la electricidad, es importante reconocer que los Sistemas Geoeléctricos son los más usados. El problema es que el recurso geotérmico está disponible sólo en determinados lugares geográficos en el mundo. De las otras dos alternativas que se tienen, hoy en día. los SGE son los que han repuntado por el gran desarrollo tecnológico que han tenido, permitiendo con ello un mejor factor costo/beneficio, en comparación con los Sistemas Fotovoltaicos, según Patel (2006). Para el caso de los SGE, el principio de operación es relativamente sencillo, ya que se basa en la utilización de una turbina mecánica. diseñada aerodinámicamente, para convertir la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica, para que a su vez, mediante un generador eléctrico convertirla a energía eléctrica. Básicamente, las condiciones necesarias para la instalación de estos sistemas son dos: contar con zonas con vientos favorables y que esté legislada su libre instalación. Se puede ver en la literatura especializada que el desarrollo de los SGE ha sido muy rápido, siendo Europa y Norte América (especialmente Estados Unidos) las zonas geográficas en el mundo que más lo aprovechan, según Slootweg et al. (2003), Van Hulle (2005) y Wiser & Bolinger (2007).

Las diferencias principales entre los SGE radican en el tipo de turbina eólica y el tipo de generador eléctrico que utilizan. Por ejemplo, la turbina eólica puede ser horizontal o vertical, en tanto que el generador eléctrico puede ser de corriente directa o de corriente alterna. En la actualidad, el uso de turbinas eólicas horizontales es la generalidad, como lo citan Patel (2006) y Bianchi *et al.* (2007). Por lo tanto, actualmente la única diferencia que se tiene entre los SGE es el generador eléctrico que utilizan. En

el mercado básicamente son tres los tipos de SGE que se pueden encontrar. Uno de ellos es la que utiliza un Generador Síncrono (GS), y los otros dos son los que utilizan un Generador de Inducción Jaula de Ardilla (GIJA) o un Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD). La principal diferencia entre estos SGE, según Datta & Ranganathan (2002), Slootweg *et al.* (2003) y Slootweg *et al.* (2001), radica en la forma en que se conectan con la red eléctrica y la manera en que limitan la conversión de la energía cinética del viento en par mecánico, haciendo con ello que puedan operar en regímenes de velocidad mecánica constante o variable.

Es importante puntualizar que cada tipo de SGE impacta de manera diferente en la interacción con la red eléctrica, y si la capacidad de generación instalada es considerable, en comparación con la capacidad de la red eléctrica, el impacto se vuelve más importante porque puede derivar en un problema de inestabilidad en la red eléctrica por la naturaleza variable del viento, como lo reportan Slootweg et al. (2003). Por ello, diseñar esquemas de control que permitan una interacción segura entre la red eléctrica y el SGE es apremiante e imprescindible. En relación al sistema de control utilizado en los SGE, de las metodologías que se conocen para su diseño, entre las desarrolladas para sistemas lineales y no lineales reportados por Khalil (2002) y Slotine et al. (1991), el control basado en pasividad (PBC, por sus siglas en inglés) ha resultado ser una alternativa importante, va que en la mayoría de los problemas en donde ha sido aplicado, como lo reportan Ortega et al. (1996), De Leon-Morales et al. (2002), Espinosa-Pérez et al. (2004), Monroy et al. (2008), Batlle et al. (2009), Noriega-Pineda et al. (2010), proporciona un procedimiento natural y sistemático para el diseño del controlador, asegurando también condiciones de robustez en sus propiedades de estabilidad. Es por ello que en este trabajo de tesis se propone resolver el problema de control propuesto con esta técnica, la cual consiste en la regulación eficiente de potencias (Potencia activa (\mathcal{P}) y reactiva (\mathcal{Q})) entre el SGE y la red eléctrica, y con ello tener una interconexión segura y confiable entre los dos sistemas.

1.2. Antecedentes

Los SGE diseñados a partir del GIRD están siendo usados a gran escala para generar energía eléctrica. Esto se debe a la capacidad que tienen de operar en rangos de velocidades de viento más amplios, así como la capacidad que tienen de despachar, tanto potencia activa, como potencia reactiva, como lo resalta Datta & Ranganathan (2002). Es por ello que se ha abierto un área de investigación en el diseño de estrategias de control para este tipo de SGE, sobre todo, cuando se encuentran interconectados con la red eléctrica. Por citar algunos trabajos de investigación relevantes en este sentido, se tiene el trabajo de Konopinski *et al.* (2009), donde se demuestra que los SGE que usan los GIRD pueden ayudar en la estabilidad de las redes eléctricas si se controla adecuadamente la potencia reactiva (Q) que pueden despachar. Tsourakis *et al.* (2009) también publicó un estudio en donde demuestra que los SGE contribuyen de manera importante en la reducción de oscilaciones que se presentan en las redes eléctricas.

Esta capacidad de operación de estos SGE ha resultado ser una ventaja importante con respecto a los otros que usan un GIJA y un GS cuando se incrementa la capacidad de generación instalada, como lo mencionan explícitamente Datta & Ranganathan (2002) y Muller et al. (2002). Es por ello que desde hace más de una década se viene trabajando en la búsqueda de nuevas estrategias de control que permitan una interacción segura y eficiente, en términos de despacho de potencias activa y reactiva ($\mathcal{P} \neq \mathcal{Q}$) entre los dos sistemas. Según lo reportado en Leonhard (1996), el control vectorial (campo orientado) es ampliamente utilizado en el control de las máquinas rotatorias, en especial, de la máquina de inducción jaula de ardilla operando como motor. Con base en el éxito de esta estrategia de control en los motores de inducción, Pena et al. (1996), Muller et al. (2002), Tapia et al. (2006) y Tapia et al. (2007) presentan estrategias de control de este tipo para el control de SGE's basados en un GIRD, donde se puede ver que los controladores propuestos se basan en la combinación de cancelaciones y esquemas lineales con acciones proporcional e integral (PI), sintonizados alrededor de un punto de equilibrio. El problema con estos controladores, según Marinescu (2004) y Barros et al. (2006), es que resultan ser sensibles a variaciones paramétricas, requieren de altas ganancias y por lo general, no presentan una prueba formal de estabilidad que sustenten sus resultados.

Como alternativa al control vectorial en el control de los SGE's basados en un GIRD, se tienen los controladores por Control Directo de la Potencia, reportados por Xu & Cartwright (2006), Gokhale *et al.* (2002). Estas estrategias de control están basadas en los principios de los controladores por Control Directo del Par, desarrollado por Depenbrock (1988), donde el concepto básico es controlar simultáneamente al flujo magnético del estator y el par eléctrico producido por la máquina de inducción. En el trabajo reportado por Zhi & Xu (2007) se propone una nueva estrategia por Control Directo de Potencia que mejora el desempeño de estos controladores, debido a los principales problemas heredados del Control Directo del Par, las cuales son: bajo desempeño a bajas velocidades y en el arranque de la máquina y la variación impredecible de la frecuencia de conmutación en el inversor. Sin embargo, al igual que las técnicas basadas en PI's mencionadas anteriormente, no se presenta una prueba formal de estabilidad que sustente sus resultados, por lo que se puede decir que son soluciones heurísticas al problema.

En el contexto de control de potencia activa y reactiva de un sistema de generación basado en un GIRD, el trabajo reportado por Peresada *et al.* (2004) es una de las referencias importantes, ya que presenta un controlador por retroalimentación de salida basada en lazos de control PI que sustenta sus resultados mediante una prueba formal de estabilidad. Desafortunadamente, el problema de control que se propuso fue formulado de tal manera que el par mecánico que se maneja es independiente del sistema, representado por el modelo matemático del GIRD. Por lo tanto, el principal inconveniente con esta estrategia de control es que no se puede aplicar directamente para controlar los flujos de potencia entre un SGE y la red eléctrica, ya que el par mecánico entregado por una turbina eólica es dependiente tanto de la velocidad mecánica, la cual es un estado del sistema, como de la velocidad del viento, según lo reportado por Patel (2006).

En el área de controladores no lineales, las técnicas más usadas son el modo deslizante (*sliding mode*), la linealización por retroalimentación (*feedback linearization*) y el control basado en pasividad. Estas técnicas hacen control basado en modelos, por lo tanto, se enfrentan al problema de suponer conocidos los parámetros del sistema. Para contrarrestar este problema, usualmente hacen uso de técnicas adaptivas para la estimación de parámetros, como lo indica Khalil (2002) y los distintos trabajos publicados sobre el diseño de controladores no lineales con estas técnicas, por ejemplo, Soltani *et al.* (2006), Mauricio *et al.* (2008) y Batlle *et al.* (2009). Un trabajo particularmente importante es el publicado por Tang *et al.* (2011), ya que presenta un controlador no lineal feedback/feedforward en donde hacen control de potencia activa y reactiva en un SGE conectado a la red eléctrica, considerando la dinámica de la turbina eólica. El problema principal con este trabajo tiene que ver con el hecho de que no se tiene certeza de si es posible su implementación, ya que se muestra que el objetivo de regular la potencia activa y reactiva en la red eléctrica se cumple, sin embargo, no se muestran las corrientes eléctricas necesarias para cumplir el objetivo de control tanto en el estator como en el rotor del GIRD.

Actualmente, existen publicaciones interesantes donde la técnica de pasividad muestra que ha sido una de las técnicas que mayormente a abordado este problema desde la perspectiva no lineal, considerando la dinámica de la turbina eólica cuando se imponen restricciones de despacho de potencia activa y reactiva con la red eléctrica. En el trabajo de Monroy et al. (2008), por ejemplo, presenta una estrategia de control pasivo, basado en lo que se conoce como: Control Basado en Pasividad Estándar (S-PBC, por sus siglas en ingles), la cual se desarrolla a través de una representación Euler-Lagrange, como se explica ampliamente en el libro de Ortega et al. (1998). El objetivo de este controlador es operar a la turbina eólica en su punto máximo de potencia para que el SGE despache la máxima potencia activa a la red eléctrica. Desafortunadamente no es posible despachar potencia reactiva con esta estrategia de control por el hecho de que el diseño del controlador consideró factor de potencia unitario en el estator de la máquina (potencia reactiva igual a cero), inconveniente que no es posible evitar. Song & Qu (2011) presenta otra estrategia de control pasivo, donde se pone especial énfasis en la interpretación física del modelo del SGE, utilizando una representación Hamiltoniana para el modelo del GIRD, diseñando el controlador mediante la técnica de pasividad conocida como: Control Basado en Pasividad por Interconexión y Asignación de Amortiquamiento (IDA-PBC, por sus siglas en inglés), explicado ampliamente por Van der Schaft (2000) y por Ortega & Garcia-Canseco (2004). Al igual que en Monroy et al. (2008), el problema en este trabajo es que no considera la posibilidad de despachar potencia reactiva a la red eléctrica. Sin embargo, su contribución es de mucha importancia porque consideran la dinámica del convertidor de potencia (back-to-back) en el diseño del controlador pasivo.

En el trabajo publicado por Batlle *et al.* (2009) se presenta otra estrategia de control pasivo IDA-PBC para el control de potencia eléctrica en un sistema de generación

basado en un GIRD, cuando el par mecánico es proporcionado por un volante de inercia (par mecánico constante), demostrando que el punto de equilibrio del sistema en lazo cerrado es *Global y Exponencialmente Estable* (GEE). En el diseño del controlador pasivo se considera que el par mecánico es independiente del sistema, como en el caso del trabajo reportado por Peresada *et al.* (2004), además se consideró también que la potencia reactiva es igual a cero, como en el caso de los trabajos reportados en Monroy *et al.* (2008) y Song & Qu (2011). Sin embargo, la importancia del trabajo de Batlle *et al.* (2009) radica en el proceso de diseño del controlador y en las propiedades de estabilidad que tiene, ya que permiten ver que es posible aplicarlo para controlar flujos de potencia activa y reactiva (\mathcal{P} y \mathcal{Q}) entre un SGE y la red eléctrica. Por lo tanto, este trabajo de tesis consistirá en investigar las implicaciones que se tienen cuando se aplique directamente el controlador pasivo en los SGE y cómo se verán afectadas sus propiedades de estabilidad.

1.3. Formulación del problema

Se sabe que el diseño adecuado de una estrategia de control para cualquier sistema lineal o no lineal debe de respetar su naturaleza. Si esto se aplica al SGE, esta tarea es más complicada porque el sistema está conformado por varios subsistemas que requerirán una estrategia de control propia para que en conjunto el SGE alcance las condiciones de operación deseadas. Estos subsistemas son el viento, la turbina eólica, el generador eléctrico, el convertidor de potencia y la red eléctrica. Para el caso del viento, lo único que se puede hacer es controlar su efecto mediante el control de la turbina eólica que estará proporcionando el par mecánico al generador eléctrico. Para este trabajo en particular, se va a considerar que la velocidad del viento es constante a tramos, por lo que su efecto en la turbina eólica, desde un punto de vista práctico, se puede evaluar de una manera más sencilla.

La consideración de que la velocidad del viento sea constante a tramos, se puede solventar a partir del análisis espectral realizado por Van der Hoven en 1957, citado en Bianchi *et al.* (2007), Boukhezzar *et al.* (2006) y Burton *et al.* (2001), en el cual se demuestra que la velocidad instantánea del viento se puede plantear como la suma de dos componente, una debida a velocidad promedio del viento y otra a la turbulencia, ya que se puede demostrar que la dinámica de la ecuación mecánica en un SGE actúa como un filtro paso bajo, por lo que las componentes de alta frecuencia en el viento (turbulencia) son atenuadas, predominando la componente promedio de la velocidad del viento. También se puede apelar a los perfiles de viento reales que se tienen para los SGE para justificar esta consideración, ya que los anemómetros registran la velocidad del viento cada diez minutos, según lo reportado en Le Gouriérès (1982), porque no es posible que registren instantáneamente la velocidad del viento. Sin embargo, es importante reconocer que las mediciones incluyen las variaciones de velocidad del viento que tienen escalas temporales de varias horas hasta fracciones de segundo.

Respecto a la dinámica del convertidor de potencia, en este trabajo se le puede ver como una impedancia para la acción del controlador, ya que la moduladora (Kaźmierkowski & Krishnan (2002)) necesaria para el convertidor conectado al rotor será exactamente la señal de control. Por lo tanto, si se asume que el convertidor de potencia puede drenar las potencias que imponga el controlador en el rotor del generador, se puede aislar su dinámica del diseño del controlador. Para la red eléctrica se va a considerar que opera en una condición de estado estacionario a un factor de potencia especificado, por lo que su interacción con el SGE se puede llevar a cabo mediante el concepto de bus infinito, sin considerar las perturbaciones que comúnmente se tienen, por ejemplo: desbalance de voltajes, distorsión armónica, cambios de carga, etc. Es importante aclarar que el concepto de bus infinito es ampliamente aplicado cuando se consideran problemas de interconexión de sistemas de generación con la red eléctrica. Bajo esta condición de operación para la red eléctrica, su efecto en el SGE se puede tomar en cuenta como un voltaje con magnitud y frecuencia constante en el estator del generador.

Bajo estas consideraciones se puede decir que no se tiene ningún problema para que el controlador de Batlle *et al.* (2009) se aplique para controlar flujos de potencia entre un SGE y la red eléctrica si se considera modelar al SGE con el modelo dinámico del GIRD. Sin embargo, el hecho de considerar el efecto de la turbina eólica con velocidad de viento variable implica violar directamente la condición de par mecánico constante en el diseño original del controlador. Es por eso que en esta tesis se plantea diseñar una estrategia de control pasivo a partir del controlador propuesto por Batlle *et al.* (2009) para controlar flujos de potencia entre un SGE y la red eléctrica. Para ello, el resultado principal que se quiere aprovechar del trabajo de Batlle *et al.* (2009) es la propiedad de estabilidad global y exponencial de puntos de equilibrio para el sistema nominal en lazo cerrado. Entonces, si se parte de este resultado y se ve al sistema resuelto en Batlle *et al.* (2009) como un sistema nominal no perturbado y la acción de la turbina eólica como una perturbación a este sistema nominal, la formulación del problema resulta en un trabajo de análisis de estabilidad para sistemas perturbados.

1.4. Hipótesis

Bajo la consideración de que la técnica de IDA-PBC ha demostrado resolver problemas de regulación de puntos de equilibrio para sistemas *Hamiltonianos*, y dado que el problema de control planteado corresponde a un sistema de este tipo, entonces puede resolverse con esta técnica.

1.5. Alcances

El alcance de esta investigación está orientado a demostrar formalmente que un controlador IDA-PBC recientemente desarrollado puede usarse para controlar de manera eficiente y segura el flujo de potencias ($\mathcal{P} \neq \mathcal{Q}$) entre un SGE y la red eléctrica, bajo las siguientes limitaciones: velocidad de viento constante a tramos, parámetros del sistema constante y conocidos, relación lineal entre encadenamiento de flujo magnético y la corriente eléctrica, inclusión de la dinámica del convertidor de potencia sin considerarla en el diseño del controlador.

1.6. Principales contribuciones

Las principales contribuciones se enumeran junto con las publicaciones donde fueron reportadas.

♦ Se demostró que el controlador propuesto por Batlle *et al.* (2009) puede aplicarse directamente para resolver el problema de regulación de potencia en el lado del estator del GIRD, bajo la condición de par mecánico constante. En esta contribución no considera el SGE, pero los resultados obtenidos dejaron ver que es factible usar el controlador reportado por Batlle *et al.* (2009) para el control de flujos de potencia activa y reactiva entre un SGE y la red eléctrica. Parte de esta trabajo se publicó en el congreso de la *IEEE Electronics, Robotics and Automative Mechanics Conference, CERMA 2010* (López *et al.* (2010b)) y la totalidad de la contribución está contenida en el trabajo On the Passivity-based Power Control of a Doubly-fed Induction Machine que está sometida en la revista International Journal of Electrical Power and Energy Systems (Elsevier).

- \diamond Se mostró que la inclusión de la dinámica del convertidor de potencia back-to-back no altera el desempeño del controlador propuesto por Batlle *et al.* (2009) bajo la condición de operación donde el par mecánico lo proporcionaba un primo motor externo. Los resultados de esta contribución permitieron dimensionar el convertidor de potencia y se sentaron las bases para el diseño y desarrollo de un prototipo experimental. Esta contribución fue presentada en el congreso de la Asociación de México de Control Automático de 2010 (López *et al.* (2010a)).
- Se demostró mediante una prueba formal de estabilidad que el controlador propuesto por Batlle et al. (2009) puede aplicarse directamente para controlar el flujo de potencia activa y reactiva entre un SGE y la red eléctrica bajo la condición de velocidad de viento constante a tramos. Para esta contribución se diseñaron dos experimentos en simulación donde se puso como prioridad tener condiciones de operación seguras para el GIRD, en términos de voltaje y corriente nominal en el devanado del estator y rotor. Parte de este trabajo se publicó en el congreso de la Asociación de México de Control Automático de 2011 (López et al. (2011b)).
- Se presentó un análisis del flujo y de balance de potencias que se tiene en un SGE cuando está conectado a una red eléctrica y la implicación de tener conectado un convertidor de potencia back-to-back en el rotor de la máquina, en términos de las potencias que se pueden despachar tanto del lado del rotor, como de la red eléctrica. Parte de esta contribución se publicó en la Vigésimacuarta Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial (IEEE sección México de 2011) (López et al. (2011a))

- ♦ Se presentó un análisis del efecto que tiene el parámetro del coeficiente de fricción mecánica para el rotor del GIRD en el diseño del controlador pasivo y su implicación en la sintonización del controlador en términos de estabilidad y desempeño.
- ♦ Se mostró que la inclusión de la dinámica del convertidor de potencia back-to-back para los experimentos donde se consideró el problema de control de potencia entre un SGE y la red eléctrica no altera el desempeño del controlador pasivo.

1.7. Organización de la tesis

El trabajo de tesis se divide de la siguiente forma. En el Capítulo **2** se presenta la metodología de la técnica de control basado en pasividad, las propiedades de los sistemas Hamiltonianos y la perspectiva de diseño del Controlador Basado en Pasividad por Interconexión y Asignación de Amortiguamiento (IDA-PBC, por sus siglas en inglés).

En el Capítulo **3** se describen los diferentes subsistemas que componen a un SGE y la implicación de la dinámica en cada uno de ellos, enfatizando sus propiedades y las posibles simplificaciones que se pueden hacer desde un punto vista práctico. En este capítulo también se expone las definiciones de las potencias eléctricas tanto en el marco trifásico balanceado (abc), como en el marco de referencia dq0. Se presenta también un análisis de flujo y de balance de potencias cuando se tiene conectado un convertidor de potencia en el rotor del GIRD.

En el Capítulo **4** se presentan la formulación del problema de control de potencias y el diseño del controlador pasivo. También se presentan las pruebas formales de estabilidad, tanto para condiciones de par mecánico constante, como para cuando el par mecánico es entregado por una turbina eólica.

En el Capítulo 5 se presentan los diferentes experimentos que se diseñaron para evaluar el desempeño del controlador pasivo, con la finalidad de mostrar numéricamente que se alcanzaron las propiedades de estabilidad (convergencia) obtenidas para diferentes condiciones de operación. También se presentan resultados de un análisis que se hizo para evaluar el efecto que tiene el coeficiente de potencia en la sintonización del controlador pasivo y resultados del desempeño del controlador cuando se considera la dinámica del convertidor de potencia (*back-to-back*). Finalmente, en el Capítulo **6** se comentan las conclusiones a las que lleva el trabajo, los principales resultados obtenidos, los productos de investigación generados y las líneas de investigación abiertas que se tienen a raíz de este trabajo.

Capítulo 2

IDA-PBC

2.1. Control Basado en Pasividad

El control basado en pasividad (PBC, por su siglas en inglés) es una metodología de diseño para el control de sistemas lineales y no lineales, según lo reportado por Ortega *et al.* (1998) y Khalil (2002). Según Ortega *et al.* (2001), esta técnica está orientada a sistemas de parámetros concentrados que están interconectados a su entorno por algún puerto de potencia a través de las variables $u \in \mathbb{R}^n$ y $y \in \mathbb{R}^n$, las cuales se caracterizan por ser conjugadas en el sentido de que su producto tiene unidades de potencia. Como ejemplo, se pueden citar las variables de corriente y voltaje, para los sistemas eléctricos, o fuerza y velocidad para los sistemas mecánicos. En un sentido general, se puede resumir a los sistemas pasivos a partir de la ecuación de balance de energía,

$$\underbrace{H(x(t)) - H(x(0))}_{Energía \ almacenada} = \underbrace{\int_{0}^{t} u^{T}(s)y(s)ds}_{Energía \ suministrada} + \underbrace{E(x(t))}_{Energía \ generada \ internamente}$$
(2.1)

donde $x \in \mathbb{R}^n$ es el vector de estados, $H(.) : \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ es la función de energía total del sistema y $E(.) : \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ es una función que representa la energía generada internamente en el sistema. De la ecuación (2.1), el término de la energía generada internamente es la que define la naturaleza pasiva de un sistema, ya que en ellos no hay generación de energía, sólo pueden almacenarla o disiparla. Por lo tanto, un sistema pasivo se puede resumir en términos de la energía que disipa de la siguiente manera,

$$\underbrace{H(x(t)) - H(x(0))}_{Energía \ almacenada} = \underbrace{\int_{0}^{t} u^{T}(s)y(s)ds}_{Energía \ suministrada} - \underbrace{D(x(t))}_{Energía \ disipada}$$
(2.2)

donde $D(.): \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ es una función positiva que captura los efectos de disipación de energía en el sistema, por ejemplo, los que se deben a las resistencias y fricción en un sistema electromecánico.

En la figura 2.1 se muestra esquemáticamente el comportamiento de la función de energía de un sistema pasivo, donde se destaca el hecho de que el sistema tiene un punto mínimo de energía.



Figura 2.1: Sistema pasivo

El objetivo principal de la técnica de PBC es incorporar principios energéticos en el diseño de controladores. Para ello, se adopta una perspectiva de control como interconexión, viendo a la planta y al controlador como procesadores de energía interconectados. Esto es, si el sistema que se va a controlar guarda una estructura física que satisface la ecuación de balance de energía para un sistema pasivo, entonces lo que sigue es asignar nuevas funciones de energía que permitan alcanzar la condición deseada sin que esto rompa la estructura pasiva del sistema, como lo especifica Ortega *et al.* (1998). En la figura 2.2 se ilustra la filosofía de la técnica de control, donde se muestra que el objetivo es plantear una nueva función de energía con la particularidad de tener el punto mínimo en el punto de equilibrio deseado (x^*) . Con ello, lo que se pide es que la acción del controlador no rompa con las propiedades pasivas del sistema, las cuales son de mucha importancia para asegurar propiedades de estabilidad al momento de alcanzar las condiciones deseadas de operación.



Figura 2.2: Moldeo de energía del sistema pasivo

El problema con esta metodología se presenta cuando se quiere estabilizar sistemas subactuados, es decir, sistemas donde el número de estados es mayor al número de grados de libertad, ya que es necesario moldear la función de energía total del sistema (potencial más cinética). Desafortunadamente, estos sistemas son los que generalmente interesan estabilizar, como por ejemplo los sistemas electromecánicos (máquinas eléctricas rotatorias). Históricamente, esta metodología se basa en la representación del sistema con una estructura *Euler-Lagrange* que permite explotar adecuadamente la naturaleza pasiva del sistema, como lo reporta Ortega *et al.* (1998), sin embargo en algunos casos el moldeo de la energía total puede destruir la estructura *Euler-Lagrange* haciendo que la función de almacenamiento de energía del sistema en lazo cerrado, que describe el mapa pasivo, deje de tener algún significado físico, según lo dicho por Ortega

et al. (2001).

La razón de esta condición según Ortega *et al.* (2001), viene del hecho de requerir una inversión del sistema a lo largo de las trayectorias de referencia que fuerzan a obtener de alguna u otra manera los estados no actuados del sistema. Para contrarrestar estas dificultades en Ortega *et al.* (2002) se desarrolló una metodología de control basado en sistemas *Hamiltonianos* conocida como IDA-PBC.

2.2. Propiedades de los Sistemas Hamiltonianos

De acuerdo con lo publicado por Van der Schaft (2000), un Sistema Hamiltoniano Controlado por Puertos (PCHS, por sus siglas en inglés), está definido por un sistema de variables de múltiples estados $X \in \mathbb{R}^n$, caracterizado por tres términos **J**, g, H, de forma tal que

$$\dot{x} = \mathbf{J}(x)\frac{\partial H(x)}{\partial x} + g(x)u, \quad x \in X, \quad u \in \mathbb{R}^m,$$
(2.3)

$$y = g^T(x) \frac{\partial H(x)}{\partial x}, \quad y \in \mathbb{R}^m,$$
 (2.4)

donde $\mathbf{J}(x)$ es una matriz $n \times n$ con entradas continuas y derivables que dependen de x, la cual se asume *antisimétrica*, es decir

$$\mathbf{J}(x) = -\mathbf{J}^T(x), \forall x \in \mathbb{R}^n$$
(2.5)

Los términos $\mathbf{J}(x)$ y g(x) capturan la *estructura de interconexión* del sistema, con g(x) como una matriz $n \times m$ que modela los *puertos*. Además, $H : X \to \mathbb{R}$ define la función de almacenamiento de *energía* del sistema.

Una de las propiedades básicas de los PCHS es la propiedad de balance de energía

$$\frac{dH(x(t))}{dt} = u^T(t)y(t), \qquad (2.6)$$

donde físicamente la ecuación (2.6) se debe a la estructura de la interconexión *interna* que hace que la potencia en el sistema sea conservativa (por la condición *antisimétrica* de $\mathbf{J}(x)$), mientras $u \neq y$ corresponden a las *variables de potencia* de los puertos definidos por g(x), teniendo así $u^T y$ como la potencia que se suministra externamente al
sistema. Así, se puede concluir que los PCHS son conservativos si adicionalmente el *Hamiltoniano* (*H*) es semidefinido positivo ($H \ge 0$), compartiendo con ello todas las propiedades de estos sistemas, que para fines de esta tesis no es necesario presentarlas. Sin embargo los interesados en estas propiedades pueden revisar el Capítulo **3** del libro de Van der Schaft (2000).

Es importante enfatizar que Van der Schaft (2000) presenta un resultado importante para el caso de los sistemas no lineales, en la cual concluye que no todos los sistemas conservativos pueden reescribirse como un PCHS. Así, para estos sistemas, la noción del PCHS es más fuerte que la sola propiedad conservativa. Además, de la estructura de la matriz $\mathbf{J}(x)$ de un PCHS se puede extraer información de gran utilidad sobre las propiedades de la dinámica del sistema, que directamente tiene una interpretación física, por el hecho de que la estructura de esta matriz está directamente relacionada con el modelo del sistema.

Se puede ver también que Van der Schaft (2000) formula el caso donde se incluye la energía disipada en el sistema para los PCHS, por medio de un puerto definido por elementos resistivos. Para ello, en lugar de considerar solamente g(x)u en (2.4), se tiene que

$$\begin{bmatrix} g(x) & g_R(x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ u_R \end{bmatrix} = g(x)u + g_R(x)u_R,$$
(2.7)

la cual se extiende también a la ecuación de la salida $y = g^T(x) \frac{\partial H(x)}{\partial x}$ como

$$\begin{bmatrix} y\\ y_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g^T(x)\frac{\partial H(x)}{\partial x}\\ g^T_R(x)\frac{\partial H(x)}{\partial x} \end{bmatrix}$$
(2.8)

En las ecuaciones 2.7 y 2.8, los términos u_R , $y_R \in \mathbb{R}^{m_r}$ denotan las variables de potencias en los puertos donde se tienen los elementos resistivos estáticos, con \mathbb{R}^{m_r} como el espacio vectorial donde están definidos

$$u_R = -F(y_R),\tag{2.9}$$

donde la característica resistiva $F:\mathbb{R}^{m_r}\to\mathbb{R}^{m_r}$ satisface

$$y_R^T F(y_R) \ge 0, \quad y_R \in \mathbb{R}^{m_r} \tag{2.10}$$

Para este caso, el término de la energía disipada en la ecuación (2.2) en el intervalo $[t_0, t_1]$ está dado por

$$D(x(t)) = \int_{t_0}^{t_1} y_R^T(t) F(y_R(t)) dt$$
(2.11)

Con la energía disipada definida en (2.11), la propiedad del balance de energía toma la forma

$$H(x(t_1)) = H(x(t_0)) + \int_{t_0}^{t_1} u_T(t)y(t)dt - \int_{t_0}^{t_1} y_R^T(t)F(y_R(t))dt, \qquad (2.12)$$

con el término disipativo definido positivo. Así, si H(x(t)) está acotado por abajo, el sistema resultante es pasivo, según lo desarrollado por Van der Schaft (2000). Por lo tanto, un PCHS con terminales de puertos con elementos resistivos *lineales*

$$u_R = -A y_R, \tag{2.13}$$

para alguna matriz simétrica semidefinida positiva $A=A^T\geq 0$ lleva a un modelo de la forma

$$\dot{x} = [\mathbf{J}(x) - R(x)]\frac{\partial H(x)}{\partial x} + g(x)u, \quad x \in X, \quad u \in \mathbb{R}^m,$$
(2.14)

$$y = g^T(x) \frac{\partial H(x)}{\partial x}, \quad y \in \mathbb{R}^m,$$
 (2.15)

si se sustituye (2.13) en (2.7), donde $R(x) := g_R(x)Ag_R^T(x)$ es una matriz simétrica definida positiva, dependiente de x de tal manera que sea continua y derivable. Con ello, lo que se tiene es un Sistema Hamiltoniano Controlado por Puertos con Disipación (PCHD, por sus siglas en inglés). Es importante hacer notar que para este caso dos estructuras geométricas juegan un papel importante: la estructura interna de conexión dada por $\mathbf{J}(x)$, y la estructura resistiva adicional dada por R(x).

2.3. IDA-PBC

El método de diseño IDA-PBC es particularmente importante para sistema subactuados y originalmente fue formulado para sistemas *Hamiltonianos*. Es por ello que en los inicios de esta técnica, se planteaba una estructura *Hamiltoniana*, tanto para el sistema en lazo abierto, como para la dinámica deseada del sistema. La estructura *Hamiltoniana* con elementos disipativos se da en la ecuación (2.14).

Hoy en día, se sabe que no es necesario que el sistema en lazo abierto esté representado por un sistema *Hamiltoniano*, pero si la dinámica deseada. Por ello, la técnica trabaja con sistemas de la forma,

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \tag{2.16}$$

donde $x \in \mathbb{R}^n$ es el vector de estados del sistema, $u \in \mathbb{R}^m$ son las entradas de control, con m < n, para denotar que el sistema es subactuado.

El enfoque del IDA-PBC es asignar una estructura *Hamiltoniana* deseada a la dinámica en lazo cerrado del sistema (2.16), dado por

$$\dot{x} = \left[\mathbf{J}_d(x) - \mathbf{R}_d(x)\right] \nabla H_d(x), \qquad (2.17)$$

donde $\nabla = \frac{\partial}{\partial x}$ y la función de energía deseada $H_d(x)$ satisface la condición

$$x^* = \arg\min H_d(x) \tag{2.18}$$

con $x^* \in \mathbf{R}^n$, como el punto de equilibrio que se desea estabilizar.

Si $u = \hat{u}(x)$, y se igualan las ecuaciones (2,16) y (2,17),

$$f(x) + g(x)\hat{u}(x) = \left[\mathbf{J}_d(x) - \mathbf{R}_d(x)\right]\nabla H_d(x)$$
(2.19)

se obtiene la ecuación de matching (aparejamiento), expresada de la siguiente manera

$$g^{\perp}(x)f(x) = g^{\perp}(x) \left[\mathbf{J}_{d}(x) - \mathbf{R}_{d}(x) \right] \nabla H_{d}(x), \qquad (2.20)$$

donde $g^{\perp}(x)$ es una matriz que se le conoce como *aniquilador izquierdo* porque representa las direcciones en que la ley de control no tiene efecto, cuya importancia radica en la siguiente propiedad

$$g^{\perp}(x)g(x) = 0 \tag{2.21}$$

Entonces, la ley de control $\hat{u}(x)$ se obtiene de (2,19), y que da definida de la siguiente manera

$$\hat{u}(x,t) = \left(g^T(x)g(x)^{-1}\right)g^T(x)\{\left[\mathbf{J}_d(x,t) - \mathbf{R}_d(x)\right]\nabla H_d(x) - f(x)\}$$
(2.22)

De la metodología descrita para el diseño de un controlador IDA-PBC, queda claro que la principal dificultad radica en la solución de la *ecuación de matching*. En este sentido, se puede ver en el trabajo de Ortega & Garcia-Canseco (2004) las opciones que se tienen para resolver este problema, pero antes de mencionarlas, es importante resaltar los siguientes hechos para esta ecuación:

- $\diamond \mathbf{J}_d(x)$ y $\mathbf{R}_d(x)$ son libres y tienen como restricción el ser antisimétrica y semidefinida positiva, respectivamente;
- $\Diamond H_d(x)$ puede ser totalmente, o parcialmente fijada para poder asegurar la condición (2.18);
- \diamond hay un grado más de libertad en $g^{\perp}(x)$, la cual no se define únicamente por g(x).

Tomando en consideración los hechos anteriores, se tienen las siguientes opciones para resolver la *ecuación de matching*:

IDA No-Parametrizado. En esta opción se fijan tanto las matrices de interconexión $(\mathbf{J}_d(x))$, como la de disipación $(\mathbf{R}_d(x))$ y el aniquilador izquierdo $(g^{\perp}(x))$, de ahí deriva el nombre (IDA, por sus siglas en inglés), por la acción de interconexión y asignación de amortiguamiento. Esta opción es la de mayor dificultad, ya que para resolver la ecuación de matching se plantea un sistema de ecuaciones diferenciales parciales (PDE, por sus siglas en inglés), cuya solución define la función de energía deseada $(H_d(x))$. En muchas

ocasiones, resulta muy difícil resolver el PDE. La ventaja de esta opción es que si se logra resolver la *ecuación de matching*, se obtiene la función de energía del sistema.

IDA Algebraico. En esta opción se propone la función de energía deseada $(H_d(x))$, por lo que el gradiente $(\nabla H_d(x))$ en la ecuación de matching queda totalmente definida y lo que resta por resolver es un sistema de ecuaciones algebraicas que se plantea a partir de $\mathbf{J}_d(x)$, $\mathbf{R}_d(x)$ y $g^{\perp}(x)$.

IDA-Parametrizado. Para algunos sistemas físicos es deseable restringir de alguna manera la función de energía deseada a una cierta clase de función de energía. Esto se logra al fijar parcialmente la estructura de la función de energía con un nuevo sistema de ecuaciones diferenciales parciales con sus términos conocidos, imponiendo al mismo tiempo algunas restricciones en las matrices de interconexión ($\mathbf{J}_d(x)$) y de amortiguamiento ($\mathbf{R}_d(x)$).

Como lo reporta Ortega & Garcia-Canseco (2004), de las tres opciones que se tienen para resolver la *ecuación de matching*, la opción del *IDA-Algebraico* es la más utilizada. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el éxito de esta opción depende del planteamiento que se haga de la función de energía. Como se verá más adelante, esta fue la opción utilizada para proponer el control para el SGE considerado en este trabajo de tesis.

Es importante resaltar y aclarar que la técnica que describen Batlle *et al.* (2009) para el diseño del controlador pasivo que proponen (SIDA-PBC), es lo mismo que la técnica del IDA-PBC. La única diferencia es la letra "S", que significa que las matrices $\mathbf{R}_d(x)$ y $\mathbf{J}_d(x)$ se obtiene simultáneamente al momento de resolver la *ecuación de matching* con el *método algebraico*. Es por ello que definen una matriz $\mathbf{F}_d(x)$,

$$\mathbf{F}_d(x) = [\mathbf{J}_d(x) - \mathbf{R}_d(x)] = \begin{bmatrix} F_1(x) & F_2(x) \\ F_3(x) & F_4(x) \end{bmatrix}$$
(2.23)

donde se le pide que cumpla la siguiente restricción.

$$\mathbf{F}_d(x) + \mathbf{F}_d^T(x) \le 0 \tag{2.24}$$

En un contexto general, es importante mencionar que el hecho de cumplir con las restricciones dadas en (2,18) y (2,24) no bastan para probar *estabilidad asintótica* de

un punto de equilibrio para el sistema pasivo. Por ejemplo, si se parte de que la acción de control $\hat{u}(x)$ permite alcanzar la condición deseada del sistema,

$$f(x) + g(x)\hat{u}(x) = F_d(x)\nabla H_d(x)$$
(2.25)

donde la derivada parcial de la función de energía deseada queda definida como

$$\dot{H}_d(x) = -\left(\begin{array}{c}\frac{\partial H_d(x)}{\partial x}\end{array}\right)^T \left[F_d(x) + F_d^T(x)\right] \left(\begin{array}{c}\frac{\partial H_d(x)}{\partial x}\end{array}\right),\tag{2.26}$$

entonces, es claro que la derivada de la función de energía no es cuadrática en términos de los estados del sistema, sino en término de la derivada parcial de la función de energía deseada. Por lo tanto, habrá que considerar esta situación al momento de concluir propiedades de estabilidad de puntos de equilibrio para el sistema.

Nota 2.1. Si de la ecuación (2.26) se tiene que $H_d(x) \leq 0$, se puede concluir que el sistema en lazo cerrado es *estable* bajo argumentos de *Lyapunov*.

Nota 2.2. Sin embargo, si de la ecuación (2.26) se tiene que $\dot{H}_d(x) < 0$ (estrictamente negativa), no se puede concluir propiedades de *estabilidad asintótica* del sistema en lazo cerrado bajo argumentos de *Lyapunov*, ya que no se puede asegurar que $\frac{\partial H_d(x)}{\partial x} \equiv 0$ sólo cuando $x \equiv 0$. En general, puedo darse el caso que $\frac{\partial H_d(x)}{\partial x} = 0$ para $x \neq 0$. Por lo tanto, para poder concluir esta propiedad de estabilidad, se tendrá que probar esta condición para $\frac{\partial H_d(x)}{\partial x}$.

Nota 2.3. Se verá más adelante en la tesis que la selección de la función de energía juega un papel importante para concluir *estabilidad asintótica* del sistema, a partir de la ecuación (2.26) bajo argumentos de *Lyapunov*, para algunas condiciones de operación específicas. Se demostrará también cómo este resultado permitirá concluir otra propiedad de estabilidad para el sistema bajo otras condiciones de operación.

Capítulo 3

Generación Eólica

3.1. Sistema

Desde una perspectiva de sistemas dinámicos, el SGE está conformado por diferentes subsistemas, como se muestra en la figura 3.1. Se puede ver, por ejemplo, que el problema de la caracterización del viento, la acción de la turbina eólica y la caja de engranes pueden conformar el subsistema mecánico. El GIRD en si representa otro subsistema, al igual que la red eléctrica. Para un SGE con un GIRD, se tiene como actuador principal a un convertidor de potencia bidireccional, conocido como back-to-back (Kaźmierkowski & Krishnan (2002)), el cual conforma otro subsistema. Por lo tanto, al SGE se le puede representar únicamente con el modelo del GIRD si se consideran conocidas y caracterizadas las dinámicas de los demás subsistemas, las cuales son entradas naturales al modelo dinámico del GIRD reportado en Krause et al. (2002). Desde un punto de vista de modelado, la dinámica del subsistema mecánico se puede integrar si se considera conocido el perfil de viento y se representa a la turbina eólica con un modelo teórico, utilizado por Heier & Waddington (1998). La red eléctrica se puede representar con un bus infinito (BI), el cual es ampliamente utilizado cuando se quiere investigar la interacción de un sistema de generación con la red eléctrica, según lo reportado por Kundur et al. (1994). Es importante aclarar que se va a considerar que el bus infinito opera en condiciones de estado estacionario, con la posibilidad de despachar potencia reactiva. Para el caso del convertidor de potencia, se puede considerar que se tiene un convertidor back-to-back, con la capacidad de drenar las potencias necesarias que



Figura 3.1: Sistema de Generación Eólico

demande el controlador pasivo para el devanado de rotor de la máquina de inducción y que opere en condición de factor de potencia unitario (FP = 1,0) en el lado de la red eléctrica, para que el despacho de potencia reactiva se lleve a cabo sólo desde el estator del generador. Esta condición de operación para el convertidor *back-to-back* es normal para este tipo de SGE, según lo reportado en la literatura especializada.

3.2. GIRD

Bajo las suposiciones de operación en condiciones balanceadas, de linealidad en el circuito magnético (no saturación), parámetros constantes (invariantes por calentamiento) y fuerza magnemotriz libre de armónicos, como lo especifican Krause *et al.* (2002) y Leonhard (1996), el modelo matemático del GIRD en un marco de referencia $dq\theta$, girando a una velocidad síncrona y alineada con el vector del voltaje del estator, está dado por

$$\frac{di_s}{dt} = -\omega_s \mathbf{J}i_s - \omega\xi \mathbf{J}\Psi_r - \gamma i_s + \alpha\xi\Psi_r + \frac{\xi L_r}{L_{sr}}u_s - \xi u_r, \qquad (3.1)$$

$$\dot{\Psi}_r = -(\omega_s - \omega)\mathbf{J}\Psi_r + \alpha L_{sr}i_s - \alpha\Psi_r + u_r, \qquad (3.2)$$

$$J\dot{\omega} = \frac{L_{sr}}{L_r} i_s^T \mathbf{J}\lambda_r - B\omega + T_m, \qquad (3.3)$$

donde ω_s es la velocidad del marco de referencia, ω es la velocidad mecánica del rotor, $i_s = [i_{sd}, i_{sq}]^T$ son las corrientes del estator, $\Psi_r = [\Psi_{rd}, \Psi_{rq}]^T$ los encadenamientos de flujo de rotor, u_s y u_r el voltaje en el estator y rotor, respectivamente. Todos los demás parámetros están definidos por los parámetros de la máquina y son positivos, dados por

$$\alpha = \frac{R_r}{L_r}; \xi = \frac{L_{sr}}{\mu_r}; \gamma = \frac{1}{\mu_r} (\frac{R_s L_r^2 + R_r L_{sr}^2}{L_r})$$

 $\operatorname{con} \mu_r = L_s L_r - L_{sr}^2 y$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = -\mathbf{J}^T$$

En el modelo, L_s , L_r son las inductancias propias del estator y rotor, L_{sr} es la inductancia mutua, R_s y R_r son las resistencias de los devanados, J es el momento de inercia, B el coeficiente de fricción y T_m el par mecánico aplicado.

Si se considera el siguiente vector de los encadenamientos de flujo $\Psi = \mathcal{L}_e i$ con $\Psi = [\Psi_s^T, \Psi_r^T]$ e $i = [i_s^T, i_r^T]$, donde Ψ_s son los encadenamientos de flujo en el estator e i_r las corrientes en el rotor, con

$$\mathcal{L}_e = \begin{bmatrix} L_s \mathbf{I}_2 & L_{sr} \mathbf{I}_2 \\ L_{sr} \mathbf{I}_2 & L_r \mathbf{I}_2 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{I}_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$
(3.4)

se puede reescribir el modelo del GIRD con las siguientes ecuaciones

$$\dot{\Psi}_s = -\omega_s L_s \mathbf{J} i_s - \omega_s L_{sr} \mathbf{J} i_r - R_s i_s + u_s, \qquad (3.5)$$

$$\dot{\Psi}_r = -(\omega_s - \omega)L_{sr}\mathbf{J}i_s - (\omega_s - \omega)L_r\mathbf{J}i_r - R_ri_r + u_r, \qquad (3.6)$$

$$J\dot{\omega} = L_{sr}i_s^T \mathbf{J}i_r - B\omega + T_m, \qquad (3.7)$$

donde T_m sigue siendo el par mecánico que entrega la turbina eólica y que depende de la velocidad mecánica del rotor (ω) y la velocidad del viento (v), como se verá más adelante. El término $L_{sr}i_s^T \mathbf{J}i_r = T_g$ es el par electromagnético generado dentro de la máquina de inducción, como se puede ver en Krause *et al.* (2002).

3.3. Turbina y viento

3.3.1. Turbina Eólica

La potencia mecánica que se captura del viento a través de la turbina eólica está dada por la siguiente ecuación no lineal, según lo reportado en la literatura especializada, como las de Patel (2006) y Muller *et al.* (2002)

$$P_m = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p(\lambda,\beta), \qquad (3.8)$$

donde R es el radio del área de barrido de los álabes de la turbina, ρ es la densidad del aire y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina eólica, éste último representa el porcentaje de energía contenida en el viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor. Según Sahin (2004) y Burton *et al.* (2001), el límite físico para este coeficiente es de 59.26 %, y es conocida como el *Límite de Betz*. Explícitamente, en Heier & Waddington (1998) se da un modelo para este coeficiente cuando $\beta = 0$

$$C_p(\lambda) = \left[\frac{60,042}{\frac{\lambda}{1-0,035\lambda}} - 2,588\right] e^{\frac{-21}{\lambda}} + 0,0068\lambda$$
(3.9)

donde el coeficiente depende solamente del índice de la velocidad de punta (λ) ,

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \tag{3.10}$$

ya que se considera fijo el ángulo de ataque de los álabes a un valor cero ($\beta = 0$), proporcionando el máximo coeficiente de potencia posible según la figura 3.2 y lo reportado por Patel (2006), Muller *et al.* (2002) y Burton *et al.* (2001).

Si se despeja ω de la ecuación (3.10) se puede establecer el par mecánico que entrega la turbina eólica en la siguiente ecuación,

$$T_m = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 v^2 C_q(\lambda,\beta) \tag{3.11}$$

donde se puede ver que se define otro coeficiente para el par mecánico que queda en términos del coeficiente de potencia. Este coeficiente generalmente se especifica cuando



Figura 3.2: Coeficiente de potencia C_p a diferentes ángulos de ataque

el análisis de los SGE se centra en la dinámica de la turbina eólica, como lo muestra Boukhezzar $et \ al. (2006)$.

$$C_q = \frac{C_p(\lambda,\beta)}{\lambda} \tag{3.12}$$

Es importante hacer notar que el valor máximo que alcanza el coeficiente de potencia en la Figura 3.2 está por debajo del *Límite de Betz*. Esto se debe a que una turbina eólica difícilmente alcanzará este límite por cuestiones de diseño y de manufactura. Por lo tanto, se maneja un valor práctico para este coeficiente en turbinas eólicas comerciales, el cual es de 0,42, según lo reportado por Patel (2006) y Muller *et al.* (2002). Trabajar en este punto de operación en las turbinas eólicas es posible si se logra controlar la velocidad mecánica del rotor (ω), para compensar las variaciones que se tienen en el viento (ver ecuación (3,10)). Pero, también es claro que si se fija la potencia activa que se quiere despachar a la red eléctrica, esta condición no se alcanza, ya que la velocidad mecánica de operación no corresponde a la λ_{opt} . Por lo tanto, es claro que existen dos perspectivas de despacho de potencia activa con el SGE hacia la red eléctrica.

3.3.2. Viento

El viento se puede explicar como masas de aire en movimiento y su origen se debe al calentamiento desigual que se tiene en la superficie terrestre, como lo explican Le Gouriérès (1982), Patel (2006) y Burton *et al.* (2001). Por lo tanto, es importante reconocer que la energía contenida en él es indirectamente energía proveniente del sol.

Desde el punto de vista de energía, la característica que interesa más entre la comunidad científica interesada en usar el viento como fuente de energía, es su variabilidad, la cual se torna importante de acuerdo a las condiciones geográficas y climáticas que se tengan, además de que ésta persiste en un amplio rango de escalas de tiempo según Bianchi *et al.* (2007) y Burton *et al.* (2001).

De acuerdo a lo publicado por Bianchi *et al.* (2007), la energía cinética almacenada por unidad de volumen es $E_k = \frac{1}{2}\rho v^2$, donde ρ es la densidad de flujo del aire. Para una corriente de aire que fluye a través de una área transversal A, la tasa de flujo es el producto del área por la velocidad del viento (Av). Por lo tanto, la potencia en el viento queda definida como

$$P_v = \frac{1}{2}\rho A v^3, \tag{3.13}$$

y la energía disponible en el viento se obtiene al integrar (3.13) de 0 a ${\cal T}_p$

$$E_v = \frac{1}{2}\rho A \int_0^{T_p} v^3 dt$$
 (3.14)

De la ecuación (3.13) se puede ver que la velocidad del viento afecta de manera cúbica la potencia contenida en el viento. Es por ello que la variabilidad del viento es la característica más preocupante, si se usa como fuente de energía. De hecho, Burton *et al.* (2001) menciona que en escalas de minutos, segundos o menores, la variación del viento conocida como *turbulencia*, tratado ampliamente en Bianchi *et al.* (2007), puede afectar de manera importante en el diseño y desempeño de los SGE individuales, así como también la calidad de la potencia que entregan a la red eléctrica y como afectados finales, a los consumidores.

Respecto a esta condición del viento, en Bianchi *et al.* (2007), Boukhezzar *et al.* (2006) y Burton *et al.* (2001) se cita el experimento conocido como espectro de Van der

Hoven, el cual permite ver la distribución de la energía cinética contenida en el viento mediante un análisis en el dominio de la frecuencia. En la figura 3.3 se muestra un espectro de este tipo, realizada en 1957 en Brookhaven, New York (Burton *et al.* (2001)), donde se puede ver claramente los valores máximos del análisis espectral del viento, correspondientes a la variación sinóptica (asociado a las estaciones climatológicas), diurna (asociado a la hora del día) y de turbulencia (asociadas a fluctuaciones de alta frecuencia).



Figura 3.3: Análisis espectral del viento realizada en Brookhaven, New York por Van der Hoven en 1957 (Burton *et al.* (2001))

De la figura 3.3, es particularmente importante resaltar que entre los valores máximos diurno y de turbulencia, se puede observar un *valle* espectral en que las fluctuaciones tienen muy poca energía (2 h a 10 min), mostrando que las variaciones sinóptica y diurna pueden ser tratadas de manera distinta de las fluctuaciones debidas a la turbulencia. Es importante resaltar, que independientemente del sitio donde se realize el análisis espectral, siempre se tendrán estos valores máximos, siendo los más importantes el máximo sinóptico y de la turbulencia (Bianchi *et al.* (2007)). Por esta razón, se puede definir a la velocidad instantánea del viento como la suma de dos componentes,

$$v = v_m + v_t \tag{3.15}$$

donde v_m es el valor medio y v_t es la componente debida a la turbulencia, las cuales se pueden las cuales se pueden tratar de forma independiente.

En ese sentido, de la ecuación mecánica del modelo del GIRD (3.3), si se asume que $T = T_g + T_m$ y se toma como una entrada en esta ecuación y ω como salida, se puede ver que su función de transferencia deriva es un filtro *paso bajo* de primer orden, definido de la siguiente manera

$$\frac{\omega(s)}{T(s)} = \frac{\left(\frac{1}{B}\right)}{\left(\frac{J}{B}\right)s+1},\tag{3.16}$$

la cual se caracteriza por permitir el paso de frecuencias menores a su frecuencia de corte y de atenuar las frecuencias superiores a esta. Por lo tanto, si se considera que la turbina eólica se comporta como un filtro *paso bajo*, con entrada T(s) y salida $\omega(s)$, se puede afirmar que la velocidad mecánica del rotor no se ve afectada por vientos con frecuencias mayores a la frecuencia de corte. De la ecuación (3.16), la frecuencia de corte en rad/s es igual a B/J. Si se mantiene constante a la B, es claro que la frecuencia de corte será cada vez menor mientras vaya incrementando el momento de inercia. Esto se puede ver en la figura 3.4, el cual muestra el diagrama de *Bode* para la magnitud de la función de transferencia del filtro *paso bajo* para momento de inercia iguales a J = 0,00512, J = 0,0512, J = 0,512 y J = 5,2.

Si se toma como referencia el análisis espectral de la figura 3.3, es claro que con los parámetros del GIRD considerado, no se justifica el despreciar el efecto de la turbulencia. Sin embargo, este análisis muestra que para turbinas eólicas con mayor momento de inercia, por ejemplo, J = 5,2 [$N.m^2$], es razonable despreciar esta componente.

En la figura 3.5 se muestra un perfil de viento real que se obtuvo en el Cerro de la Virgen de Zacatecas México en el mes de enero de 2006, que fue reportado por Villanueva & Alvarez-Icaza (2009). Es importante hacer notar que en la medición de la velocidad del viento de la figura 3.5 se tienen reportadas muestras de velocidad del viento cada diez minutos del tiempo total de medición, que fue de cuatro mil cuatrocientos sesenta y tres minutos (4463 minutos). La razón de estas muestras se



Figura 3.4: Frecuencias de corte del filtro *paso bajo* para diferentes momento de inercia (J)

debe al aparato de medición utilizado, la cual es un anemómetro. Según lo reportado por Patel (2006), los anemómetro industriales toman muestras cada dos segundos (2 [s]) en intervalos de diez minutos, reportando sólo el promedio de las trescientas mediciones que se tienen para cada intervalo. Con ello, lo que se tiene es un perfil de velocidad de viento donde la velocidad se mantiene constante durante diez minutos, las cuales contienen variaciones de velocidad del viento que tienen escalas temporales de varias horas, hasta fracciones de segundo.

3.4. Potencias

La energía eléctrica que se genera y que se transmite en una red eléctrica se plantea y se estudia generalmente como potencia eléctrica, según lo publicado en la literatura especializada como la de Kundur *et al.* (1994) y Ackermann (2006). Por ejemplo, se sabe que los distintos elementos que conforman una red eléctrica están interconectados mediante puntos de conexión llamados nodos, estableciendo con ello flujos de energía que se establecen como flujos de potencias, conocidas como: *Potencia Activa* (\mathcal{P}) y *Potencia Reactiva* (\mathcal{Q}).



Figura 3.5: Perfil de viento para una altura de 20 m

3.4.1. Potencias bajo condiciones senoidales

La definición de la potencia eléctrica para circuitos senoidales monofásicos ya ha sido bien establecida, como bien lo cita Akagi *et al.* (2007), y puede extenderse a los circuitos trifásicos sin problema alguno.

Un sistema monofásico ideal con una fuente senoidal con una carga lineal (resistivainductiva) tiene un voltaje y corriente instantáneos representados analíticamente por

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(\omega t) \tag{3.17}$$

$$i(t) = \sqrt{2I}\sin(\omega t - \phi) \tag{3.18}$$

donde U y I representan el valor raíz-media-cuadrática (rms, por sus siglas en inglés) del voltaje y la corriente, respectivamente, y ω es la velocidad angular dependiente de la frecuencia de la fuente. La potencia instantánea está dada por el producto del voltaje y corriente instantánea, esto es

$$p(t) = u(t)i(t) = 2UI\sin(\omega t)\sin(\omega t - \phi) = UI\cos\phi - UI\cos(2\omega t - \phi)$$
(3.19)

La ecuación (3.19) muestra que la potencia instantánea del sistema monofásico no es constante y que tiene una componente que oscila al doble de la frecuencia de la fuente, sumada a una componente de corriente directa (valor promedio) dado por $UI\cos\phi$. Descomponiendo la componente oscilante de (3.19) y reacomodando términos, se llega a la siguiente ecuación

$$p(t) = UI\cos\phi[1 - \cos(2\omega t)] - UI\sin\phi\sin(2\omega t)$$
(3.20)

que se descompone en dos términos, derivados de los conceptos tradicionales de potencia activa y reactiva.

Convencionalmente la potencia instantánea dada en (3.20) está representada por dos componentes "constantes" que definen a las potencias Activa (\mathcal{P}) y Reactiva (\mathcal{Q}). La primera se define como el valor promedio de la componente $UI\cos\phi[1-\cos(2\omega t)]$ y tiene unidades de Watts (W). La segunda está definida por el valor pico (máximo) de la componente $UI\sin\phi\sin(2\omega t)$ y tiene unidades de Volts-Ampere-Reactivos (VAR). En el contexto clásico de análisis de circuitos eléctricos, el desplazamiento ϕ está relacionado con la naturaleza inductiva o capacitiva de la carga y representa el desfasamiento que se tiene entre las señales de voltaje y corriente. Con estas definiciones de potencia, la potencia instantánea (p(t)) puede reescribirse de la siguiente manera

$$p(t) = \mathcal{P}[1 - \cos(2\omega t)] - \mathcal{Q}\sin(2\omega t) \tag{3.21}$$

En el contexto de análisis de circuitos eléctricos, generalmente se refiere o se explica a la potencia activa como la porción de la potencia instantánea que sí realiza trabajo, mientras que a la potencia reactiva como la porción que no realiza trabajo, ya que el valor promedio de esta señal es cero. Sin embargo, según lo reportado por Akagi *et al.* (2007), esta aseveración no es completa, ya que el significado físico para la potencia reactiva estaba basada solamente en inductores y capacitores, porque en el tiempo que se estableció su definición no había dispositivos de electrónica de potencia, como los convertidores de potencia (*back-to-back*). La implicación de estos nuevos dispositivos en el significado físico de la potencia reactiva tiene que ver con el hecho de que son capaces de despachar potencia reactiva, ya que esta se debe al desfasamiento que se tiene entre la señal de voltaje y de corriente, y no a los elementos que almacenan energía (inductor o capacitor).

Otra cantidad de potencia "constante" que generalmente se utiliza en el contexto de las potencias es la *potencia aparente*, la cual está definida de la siguiente manera

$$S = UI \tag{3.22}$$

La unidad de la potencia aparente es el Volt-Ampere (VA) y generalmente se entiende como la "máxima potencia activa alcanzable a factor de potencia unitario".

3.4.2. Potencia reactiva instantánea

Como se mencionó en la sección anterior, la definición de la potencia reactiva (Q) no está completa si sólo se define en términos de los elementos que almacenan energía (inductor o capacitor). Para completar la definición, es necesario definir esta potencia cuando se usan dispositivos de electrónica de potencia, capaces de despachar este tipo de potencia sin basarse en los elementos almacenadores de energía.

En este sentido, Akagi *et al.* (1984) desarrolló un trabajo en donde aborda este problema y define una nueva cantidad eléctrica que la llamó *potencia reactiva instantánea*. El trabajo se desarrolló inicialmente para un circuito trifásico balanceado, pero se extiende al caso desbalanceado.

La definición empieza con el mapeo de las señales de voltaje y corriente en el marco trifásico a un marco de referencia bifásico conocido como $\alpha\beta$, dado en la figura 3.6.

Los voltajes y corrientes en este nuevo marco de referencia están dados por

$$\begin{bmatrix} u_{\alpha} \\ u_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{a} \\ u_{b} \\ u_{c} \end{bmatrix}, \qquad (3.23)$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{a} \\ i_{b} \\ i_{c} \end{bmatrix}, \qquad (3.24)$$



Figura 3.6: Transformación de marco abc a $\alpha\beta$

donde α y β corresponden a las coordenadas ortogonales en el marco bifásico. Las señales u_{α} , i_{α} están definidas en el eje α y u_{β} , i_{β} en el eje β .

En la figura 3.7 se muestra el espacio vectorial instantáneo en el marco $\alpha\beta$, donde la potencia instantánea convencional (activa) en el marco trifásico queda definida de la siguiente manera

$$p = u_{\alpha}i_{\alpha} + u_{\beta}i_{\beta}, \tag{3.25}$$

donde p es igual a la ecuación convencional que define a la potencia instantánea en el marco trifásico

$$p = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \tag{3.26}$$

Para definir la *potencia reactiva instantánea*, Akagi *et al.* (1984) define el siguiente espacio vectorial imaginario

$$q = u_{\alpha} \times i_{\beta} + u_{\beta} \times i_{\alpha} \tag{3.27}$$

Como se muestra en la figura 3.7, este espacio vectorial es el vector del eje imaginario que es perpendicular al plano de los reales en las coordenadas $\alpha\beta$, de acuerdo a la regla de la mano derecha. Tomando en consideración que u_{α} está en paralelo con i_{α} y u_{β} con i_{β} y que u_{α} es perpendicular a i_{β} y u_{β} con i_{α} , la potencia instantánea convencional, p



Figura 3.7: Potencia instantánea activa y reactiva en el marco $\alpha\beta$

y la potencia reactiva instantánea q quedan definidas de la siguiente manera

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{\alpha} & u_{\beta} \\ -u_{\beta} & u_{\alpha} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} p = u_{\alpha}i_{\alpha} + u_{\beta}i_{\beta} \\ q = u_{\alpha}i_{\beta} - u_{\beta}i_{\alpha} \end{bmatrix}$$
(3.28)

De la ecuación 3.28, es obvio que la suma de $u_{\alpha}i_{\alpha}$ y $u_{\beta}i_{\beta}$ definen a la potencia activa instantánea porque están definidos por un producto de voltajes y corrientes instantáneos que se encuentran en el mismo eje. Por lo tanto, p es la potencia activa en el circuito trifásico y su unidad es W. Contrariamente, la suma de $u_{\alpha}i_{\beta}$ y $u_{\beta}i_{\alpha}$ no pueden considerarse como potencia eléctrica instantánea porque los productos de voltajes y corrientes no son señales instantáneas que están definidos en un mismo eje. Por lo tanto, según Akagi *et al.* (1984) q no puede ser tratada como una cantidad eléctrica convencional y será necesario definir una nueva unidad para ella, porque no puede ser W, VA o VAR.

Para una mayor claridad del significado físico de lo que es la *potencia reactiva instantánea*, en la figura 3.8 se muestra el flujo de potencias que se tienen en un convertidor de potencia.



Figura 3.8: Convertidor de potencia

Como se puede ver en la figura 3.8, las potencias reactivas instantáneas $p_{\alpha q}$ y $p_{\beta q}$ (por el subíndice q) en la entrada del convertidor son las potencias circulantes entre la fuente y el convertidor estático de potencia, mientras que $p'_{\alpha q}$ y $p'_{\beta q}$ son las potencias reactivas instantáneas circulantes entre el convertidor estático de potencia y la carga. Por lo tanto, se puede concluir que no existe ninguna relación entre las potencias reactivas instantáneas en la entrada y la salida del convertidor de potencia porque están desacopladas por un bus de cd. Por lo tanto, se tiene un desacople entre la potencia reactiva instantánea en el convertidor que permite concluir que

$$q \neq q' \tag{3.29}$$

Por otro lado, si se asume que no existe ningún componente almacenador de energía en el convertidor de potencia y que se desprecian las pérdidas, se puede concluir que la potencia activa instantánea en la entrada y la salida en el convertidor son iguales.

$$p = p^{'} \tag{3.30}$$

3.5. Balance de potencias

En un contexto real la potencia activa que se despacha en el estator del GIRD en un SGE no es la potencia que se le está entregando a la red eléctrica. Por ejemplo, en la figura 3.9 se muestra un esquema de flujos de potencia (activa y reactiva) que se tienen para una condición de operación donde se está entregando y demandando potencia activa y reactiva a la red eléctrica, respectivamente.



Figura 3.9: Flujos de Potencia en el SGE

Como puede verse en la figura 3.9 el nodo de conexión del SGE y la red eléctrica define la potencia activa y reactiva que realmente se le está entregando a la red eléctrica, la cual depende de las potencias que se despachan tanto en el estator como en el rotor del GIRD, al igual que de las pérdidas por efecto *Joule* en cada uno de los devanados. Es por ello que la potencia activa que realmente se le está entregando a la red eléctrica (P_{RE}) queda definida en la siguiente ecuación

$$P_{RE} = P_s + (\pm P_r) - P_{sJ} - P_{rJ}, \qquad (3.31)$$

donde la condición \pm para la potencia activa en el rotor representa el hecho de que un SGE basado en un GIRD puede entregar o demandar potencia activa desde este devanado de la máquina (operación subsíncrona y supersícrona). El término P_{sJ} y P_{rJ} representan las pérdidas por efecto Joule en el estator $(i_s^2 R_s)$ y rotor $(i_r^2 R_r)$ del GIRD, respectivamente. Es importante hacer notar que a través de un análisis en estado estacionario del GIRD, como la que reporta Santos-Martin *et al.* (2008), es posible relacionar la potencia activa en el rotor con la potencia activa en el estator, de la siguiente manera

$$P_r = -sP_s, \tag{3.32}$$

donde s es el fenómeno de deslizamiento que se establece por el principio de funcionamiento de la máquina de inducción

$$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s},\tag{3.33}$$

la cual caracteriza la velocidad relativa entre la velocidad angular del campo magnético en el estator con la velocidad angular mecánica del rotor de la máquina, como se puede ver en Krause *et al.* (2002).

Si se sustituye la ecuación (3.32) en (3.31), es posible replantear la potencia activa que se va a entregar a la red eléctrica en términos de la potencia activa en el estator, el deslizamiento y las pérdidas en los devanados

$$P_{RE} = P_s(1-s) - P_{sJ} - P_{rJ}$$
(3.34)

Si en la ecuación (3.34) se desprecian las pérdidas por efecto *Joule*, se tiene una expresión que relaciona directamente la potencia activa entregada a la red eléctrica con la potencia activa en el estator y la velocidad angular mecánica, si se sustituye la definición del deslizamiento

$$P_{RE} = P_s (1 - \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s}) \tag{3.35}$$

La ecuación (3.35) es de gran ayuda desde el punto de vista de control para cuando se quiera regular directamente las potencias que se van a despachar entre el SGE y la red eléctrica (P_{RE}^*, Q_{RE}^*) , como se verá más adelante.

De la figura 3.9, otro punto donde conviene establecer el balance de potencia es el nodo de conexión definido por el estator del GIRD, ya que brinda información que permite definir directamente la potencia activa en el estator de la siguiente manera

$$P_s = P_m - (\pm P_r) - P_{rJ} - P_{BMec}, \qquad (3.36)$$

donde se puede observar que se tiene una relación directa con la potencia mecánica entregada por la turbina eólica P_m y las pérdidas, donde P_{BMec} son las pérdidas mecánicas que se tienen por el coeficiente de fricción (B) considerado. Si se sustituye la ecuación (3.36) en (3.31) se puede tiene que la potencia activa total entregada a la red eléctrica es la potencia mecánica entregada por la turbina eólica, menos todas las pérdidas en el SGE

$$P_{RE} = P_m - P_{BMec} - P_{sJ} - P_{rJ}, (3.37)$$

Nota 3.1. De las ecuaciones (3.34) y (3.35) se pueden ver que es muy importante la condición de operación que se quiera para el SGE, ya que si se fijan las potencias en la red eléctrica (\mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^*), estas impondrán la velocidad mecánica de operación del SGE, de acuerdo al perfil de la velocidad del viento considerado y esta no necesariamente será la velocidad mecánica que hace que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia. Entonces, si lo que se quiere es que la turbina eólica trabaje en su punto máximo de operación, se debe dejar libre la potencia activa en el estator para asegurar que la potencia activa total entregada a la red eléctrica sea la potencia mecánica máxima, menos todas las pérdidas, como lo especifica la ecuación (3.37).

Nota 3.2. Para el caso de la potencia reactiva se tiene un desacople entre la potencia reactiva que se despacha en el lado del convertidor del *back to back* que está conectado al rotor del GIRD y el que está conectado a la red eléctrica (ver ecuación (3.29)). Con ello, se asegura que la potencia reactiva que se despacha en el estator del GIRD es la potencia reactiva que se va a despachar a la red eléctrica, ya que la potencia reactiva en el convertidor conectado en el lado de la red eléctrica es cero en este tipo de SGE.

Capítulo 4

Control de Potencias

4.1. Formulación del problema

Desde un punto de vista general, el modelo equivalente del GIRD (3.5)-(3.7) exhibe una estructura para la potencia activa (\mathcal{P}) y reactiva (\mathcal{Q}) si se asume que el estator del GIRD está conectado a un bus infinito con una magnitud de voltaje U y frecuencia determinada por la red eléctrica (ω_s). Bajo esta perspectiva, las potencias en el estator de la máquina quedan como

$$\mathcal{P}_{ab} = I_s^T U_s; \ \mathcal{Q}_{ab} = -I_s^T \mathbf{J} U_s, \tag{4.1}$$

donde I_s y U_s son el vector de corriente y voltaje en el estator en el marco de referencia natural *ab*, respectivamente, la cual es explicado ampliamente por Krause *et al.* (2002). En el marco de referencia dq síncrono, con el voltaje del estator orientado con el eje d, presentada por Peresada *et al.* (2004), las expresiones para las potencias están dadas por las siguientes ecuaciones,

$$\mathcal{P}_s = \frac{3}{2} U i_{sd}; \ \mathcal{Q}_s = -\frac{3}{2} U i_{sq} \tag{4.2}$$

Tomando en cuenta esta situación y asumiendo que se quiere controlar el flujo de potencias entre un SGE y la red eléctrica a través de estas potencias, la formulación del problema de control de potencias queda planteado como:

Considere que el modelo del GIRD dado por (3.5)-(3.7). Asuma que

- A.1 La velocidad mecánica y tanto las corrientes del estator, como las del rotor están disponibles para medición.
- A.2 La velocidad de viento es constante a tramos y conocida.
- **A.3** La magnitud y frecuencia del voltaje en el estator son conocidas y están fijadas por la red eléctrica.
- A.4 Todos los parámetros del GIRD y la turbina eólica son conocidos.
- A.5 Par mecánico conocido y proporcionado por una turbina eólica.

Bajo estas condiciones, diseñar una ley de control para el voltaje del rotor $u_r = u_r(i_s, i_r, \omega)$ tal que

$$\lim_{t \to \infty} \mathcal{P}_s = \mathcal{P}_s^*; \lim_{t \to \infty} \mathcal{Q}_s = \mathcal{Q}_s^*;$$

donde \mathcal{P}_s^* y \mathcal{Q}_s^* son valores deseados para las potencias en el estator del GIRD, asegurando estabilidad interna.

Nota 4.1. La restricción A.1 no es problema porque se tiene acceso tanto al estator, como al rotor del GIRD para las mediciones de las variables eléctricas. Para el caso de la velocidad mecánica, la solución para su medición es el uso de un *encoder* incremental.

Nota 4.2. La restricción A.2 es aceptada prácticamente porque la velocidad del viento se puede medir por un anemómetro y por que la turbina eólica actúa como un filtro paso bajo, atenuando señales de alta frecuencia. Además, se sabe del análisis espectral realizado por Van der Hoven (Boukhezzar *et al.* (2006)) que la velocidad del viento se puede definir como la suma de un término correspondiente a un valor medio, y otro que corresponde a la componente de la turbulencia, las cuales se pueden analizar de manera independiente.

Nota 4.3. La restricción A.3 no es una restricción fuerte porque el estator del SGE está conectado directamente a la red eléctrica.

Nota 4.4. La restricción A.4 es una restricción importante porque en el caso del GIRD, se sabe que sus parámetros son sensibles a la temperatura normal de operación. Para el caso de la turbina eólica, el radio de la turbina (R), la desidad del aire (ρ) y el coeficiente de potencia (C_p) , son parámetros que depende fuertemente de la velocidad del viento.

Nota 4.5. La restricción A.5 se puede remover a través de un lazo de control Proporcional-Integral (PI) externo alrededor del error de la velocidad mecánica, si se asume conocida la velocidad del viento.

4.1.1. Análisis de resolubilidad

Una vez que la formulación del problema ha sido planteada, esta sección se dedica a analizar bajo qué condiciones es posible encontrar una solución viable. Este análisis se lleva a cabo estudiando el comportamiento de la operación de la máquina en condiciones de estado estacionario con el objetivo de identificar los valores requeridos por las variables de estado del sistema para lograr la operación deseada. Desde el punto de vista de estabilidad, este procedimiento corresponde a identificar los diferentes *puntos de equilibrio* del modelo *dq* para el punto de equilibrio *asignable*, esto es, aquellos que satisfagan la condición impuesta. Desde la perspectiva de control, identificar este punto tiene la ventaja adicional de establecer el punto de operación deseado al que debe estabilizarse el sistema para tener éxito en la solución del problema de control.

El punto de equilibrio del sistema nominal (GIRD) (3.5)-(3.7) está determinado por un conjunto de ecuaciones algebraicas dadas por

$$-\omega_s L_s \mathbf{J} i_s^* - \omega_s L_{sr} \mathbf{J} i_r^* - R_s i_s^* + u_s = 0, \qquad (4.3)$$

$$-(\omega_s - \omega^*)L_{sr}\mathbf{J}i_s^* - (\omega_s - \omega^*)L_r\mathbf{J}i_r^* - R_ri_r^* + u_r = 0, \qquad (4.4)$$

$$L_{sr}i_{s}^{*T}\mathbf{J}i_{r}^{*} - B\omega^{*} + T_{m}(\omega^{*}) = 0, \qquad (4.5)$$

donde (*) denota los valores de las variables de estado bajo una operación de equilibrio. Nótese que bajo las suposiciones que se hacen en el planteamiento del problema, u_s es constante todo el tiempo, mientras que T_m lo es a tramos y depende de ω^* .

El primer punto a tener en cuenta es que, debido a la existencia de la entrada de control u_r , la ecuación (4.4) siempre se puede satisfacer si se selecciona apropiadamente esta variable. Así, el análisis debe concentrarse en las ecuaciones (4.3) y (4.5). Por otra parte, de la ecuación (4.2) es claro que para un valor prescrito para la potencia activa y reactiva, dado por \mathcal{P}_s^* y \mathcal{Q}_s^* respectivamente, las correspondientes corrientes en el estator están dadas por

$$i_s^* = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{U} & 0\\ 0 & -\frac{1}{U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{P}_s^*\\ \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix}, \qquad (4.6)$$

ya que $u_s = \begin{bmatrix} U & 0 \end{bmatrix}^T$.

Con el valor deseado de las corrientes en el estator, se puede obtener, de la ecuación (4.3), el valor deseado de la corriente en el rotor (i_r^*) de la siguiente manera

$$i_r^* = \frac{\mathbf{J}^T}{\omega_s L_{sr}} [u_s - (\omega_s L_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2) i_s^*], \qquad (4.7)$$

donde se utiliza el hecho de que $\mathbf{J}^T \mathbf{J} = \mathbf{I}_2$.

El paso final tiene que ver con la definición de la velocidad mecánica deseada del rotor (ω^*), la cual se obtiene de la sustitución de la ecuación (4.7) en (4.5), de la siguiente manera

$$\omega^{*} = \frac{1}{B\omega_{s}} i_{s}^{*T} \mathbf{J}[-(\omega_{s} \mathbf{I}_{2} + R_{s} \mathbf{J}^{T}) i_{s}^{*} + \mathbf{J}^{T} u_{s}] + \frac{T_{m}(\omega^{*})}{B}$$

$$= \frac{1}{B\omega_{s}} [\mathcal{P}_{s}^{*} - R_{s} \| i_{s}^{*} \|^{2}] + \frac{T_{m}(\omega^{*})}{B},$$
(4.8)

ya que $\mathbf{JJ} = -\mathbf{I_2}$ y $\|{i_s}^*\|^2 = {i_s}^{*T}{i_s}^*,$ donde, $\|.\|$ denota la norma Euclidiana.

Es importante hacer notar que si se sustituye $\|i_s^*\|^2$ en (4.8), la cual está definida explícitamente por

$$\|i_s^*\|^2 = \frac{4}{9U^2} [\mathcal{P}_s^{*2} + \mathcal{Q}_s^{*2}],$$

se obtiene una ecuación para $\mathcal{P}_s{}^*$ y $\mathcal{Q}_s{}^*$ dada por

$$\mathcal{P}_s^{*2}(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r}) - \mathcal{P}_s^{*}(\frac{2}{3B_r \omega_s}) + (\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r} \mathcal{Q}_s^{*2} - \frac{T_m(\omega^*)}{B_r} + \omega^*) = 0, \qquad (4.9)$$

con la siguiente restricción

$$\left(-\left(\frac{2}{3B_r\omega_s}\right)\right)^2 - 4\left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r}\right)\left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r} Q_s^{*2} - \frac{T_m(\omega^*)}{B_r} + \omega^*\right) \ge 0$$
(4.10)

Desde el punto de vista matemático, las ecuaciones (4.6), (4.7) y (4.8) establecen claramente las condiciones que deben satisfacerse para lograr las potencias impuestas en el estator del GIRD. Sin embargo, es importante analizar la ecuación (4.9), la cual muestra la relación que existe entre la velocidad mecánica deseada con las potencias establecidas en el estator de la máquina por la acción de la turbina eólica, reflejada en el término $T_m(\omega^*)$. Por lo tanto, desde un punto de vista práctico se tienen muchas condiciones que se deben tomar en cuenta para resolver el problema de control, normalmente:

- C.1 Se tiene que si se imponen las potencias en el estator y se considera que el par mecánico en (4.8) es constante y que no depende de ω , esto es, $T_m(\omega) = T_m = cte$, bastará con resolver de manera secuencial las ecuaciones (4.6), (4.7) y (4.8) para obtener las condiciones adecuadas para las variables de estado que cumplan con las condiciones impuestas. Este es el problema que resuelven en Batlle *et al.* (2009) para una condición de potencia reactiva cero. Desde una perspectiva práctica, es importante cuidar que las condiciones de potencias que se impongan en estator y rotor respeten las condiciones nominales de diseño de la máquina. Esta restricción está relacionada también con el tamaño del convertidor de potencia requerido para operar el GIRD.
- C.2 La ecuación (4.8) exhibe el balance de potencia que debe de satisfacer el GIRD. En ese sentido, si el par mecánico es constante ($T_m = cte$), la selección de la potencia activa (y las asociadas a las pérdidas) determinarán la velocidad bajo la cual la máquina debe operar. En forma similar que con las corrientes del rotor, el límite impuesto por la estructura del GIRD debe tomarse en cuenta dentro de las consideraciones.
- **C.3** Si se respeta que el par mecánico es proporcionado por una turbina eólica $(T_m(\omega))$ y que es constante a tramos, se tienen dos posibles condiciones de operación.
 - C.3.1 La primera se tiene si se imponen las potencias en la red eléctrica a través de la potencia en el estator del GIRD con la ecuación (3.35) dada en el Capitulo 3 y se supone constante a tramos y conocida la velocidad del viento. En este caso, lo que se tiene es una ecuación que ya no es algebraica

y que es no lineal con respecto a la velocidad mecánica en la ecuación (4.9). La naturaleza no lineal lo impone el coeficiente de potencia de la turbina eólica (ver ecuación (3.9) del Capítulo 3). En esta condición de operación, es importante reconocer que la turbina eólica no operará en su punto máximo de operación.

C.3.2 La segunda es cuando se impone que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia (ver Figura 3.2, del Capítulo 3). En esta condición, se fija la velocidad mecánica a su valor máximo, definido por el valor óptimo de λ (ver ecuación (3.10) del Capítulo 3). Por lo tanto, la ecuación (4.9) se resuelve para la potencia activa máxima (\mathcal{P}_s^*) que puede generar el SGE, siempre y cuando se fije la potencia reactiva (Ω_s^*) que se quiera despachar. Esta última condición es posible porque la potencia reactiva aparece como grado de libertad en (4.9).

4.2. Metodología

El trabajo de tesis se lleva a cabo a partir de considerar que el SGE se puede modelar únicamente con el modelo del GIRD, considerando que la dinámica de los demás subsistemas que lo conforman pueden verse como entradas naturales (ver Figura 3.1). Bajo esta consideración el sistema nominal $\dot{x} = f(x) + g(x)u$ queda representada por el modelo del GIRD, desarrollado en el marco de referencia $dq\theta$, que se supondrá conectada a una red eléctrica, modelada por un bus infinito.

El problema de control de flujos de potencia activa y reactiva a la red eléctrica se aborda con la técnica de control conocida como IDA-PBC, la cual se basa en llevar al sistema nominal en lazo cerrado a una estructura *Hamiltoniana* con la condición deseada de operación. El objetivo de esta estrategia de control es aprovechar las propiedades de los sistemas pasivos para asegurar propiedades de estabilidad de la estrategia de control u(x) propuesta.

Como primer paso, se plantea un análisis de solubilidad del sistema nominal para determinar las condiciones de operación alcanzables para las diferentes condiciones de operación que se van a considerar. Para ello, se tienen tres condiciones de operación, donde la primera corresponde al caso cuando se considera que el par mecánico es constante y se regulan las potencias en el estator del GIRD. En la segunda se integra la dinámica de la turbina eólica, la cual corresponde al caso en donde el par mecánico no es constante y depende del estado del sistema y se plantea regular la potencia activa y reactiva que se entrega a la red eléctrica. La tercera condición corresponde al caso cuando se plantea entregar la máxima potencia activa a la red eléctrica, regulando la potencia reactiva.

Después de establecer que las condiciones deseadas para los estados del sistema nominal son alcanzables, lo que sigue es aplicar la metodología de diseño del IDA-PBC, la cual plantea una ecuación de emparejamiento entre el sistema nominal y la estructura *Hamiltoniana* con la condición deseada de operación, que requerirá de solución. Para ello, se utiliza el método algebraico para resolverla, la cual parte de proponer la función de energía deseada del sistema nominal.

Como paso final, se prueba formalmente las propiedades de estabilidad de la estrategia de control pasivo, para posteriormente evaluar su desempeño en los experimentos diseñados para cada condición de operación considerada, poniendo especial énfasis de que estos sean realizables de manera segura para el GIRD, para posteriormente reproducirlos en una plataforma experimental.

4.3. Control con $T_m = cte$

El objetivo de esta sección es demostrar que la estructura del controlador pasivo desarrollado por Batlle *et al.* (2009) puede regular tanto potencia activa, como potencia reactiva, resultado que no se había reportado. Es por ello que como primera contribución, en esta sección se presenta cómo se puede plantear el esquema de control pasivo IDA-PBC para el control de potencias a partir de considerar que el par mecánico es constante ($T_m = cte$).

Para aplicar la metodología IDA-PBC para esta condición, es conveniente recordar que la energía total almacenada por el GIRD está dada por

$$H(z) = \frac{1}{2} z^T \mathcal{L}^{-1} z,$$
(4.11)

donde $\mathcal{L} = \text{diag}\{\mathcal{L}_e, J\}$ mientras que $z = [\Psi^T, J\omega]^T$. Así, un candidato natural para la función de energía deseada para el sistema en lazo cerrado es

$$H_d(z) = \frac{1}{2}(z - z^*)^T P_d(z - z^*),$$

con $P_d = P_d^T > 0$ y $z^* = [\Psi^{*T}, J\omega^*]^T$, donde $\Psi^* = \mathcal{L}_e i^*$. Como es requerido, esta función tiene un mínimo en $z - z^* = 0$, esto es, cuando $\Psi = \Psi^*$ y $\omega = \omega^*$, la primera implica que el mínimo se logra cuando $i = i^*$.

Nótese que la energía total del GIRD se puede plantear como en la ecuación (4.11) por el hecho de considerar que se está trabajando en la zona lineal para los encadenamientos de flujo (Ψ) y las corrientes eléctricas (*i*), ya que la energía y la coenergía son iguales bajo esta condición, como bien lo cita Krause *et al.* (2002).

Si la matriz P_d tiene la siguiente estructura

$$P_d = \left[\begin{array}{ccc} p_s \mathbf{I_2} & 0 & 0 \\ 0 & p_r \mathbf{I_2} & 0 \\ 0 & 0 & p_m \end{array} \right],$$

motivada por la estructura diagonal de la función de energía almacenada para el GIRD, con p_s , p_r y p_m como constantes positivos, las cuales se van a definir más adelante, y la matriz $F_d(z)$ se particiona de la siguiente manera

$$F_d(z) = \begin{bmatrix} F_{11}(z) & F_{12}(z) & F_{13}(z) \\ F_{21}(z) & F_{22}(z) & F_{23}(z) \\ F_{31}^T(z) & F_{32}^T(z) & F_{33}(z) \end{bmatrix},$$

entonces el sistema deseado en lazo cerrado toma la forma

$$\dot{z} = F_d(z)P_d(z-z^*)$$

= $F_d(z)P_d\mathcal{L}e,$ (4.12)

 con

$$e = \begin{bmatrix} e_s \\ e_r \\ e_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_s - i_s^* \\ i_r - i_r^* \\ \omega - \omega^* \end{bmatrix},$$

el cual, después de llevar a cabo todos los cálculos necesarios, puede ser escrito como

$$\dot{z} = \begin{bmatrix} (L_s p_s F_{11} + L_{sr} p_r F_{12}) & (L_{sr} p_s F_{11} + L_r p_r F_{12}) & J p_m F_{13} \\ (L_s p_s F_{21} + L_{sr} p_r F_{22}) & (L_{sr} p_s F_{21} + L_r p_r F_{22}) & J p_m F_{23} \\ (L_s p_s F_{31}^T + L_{sr} p_r F_{32}^T) & (L_{sr} p_s F_{31}^T + L_r p_r F_{32}^T) & J p_m F_{33} \end{bmatrix} e$$
(4.13)

Para encontrar la estructura de F_d y los valores para p_s , p_r y p_m que satisfagan las condiciones requeridas, se considera la primera restricción dada en términos de la dinámica de los encadenamientos de flujos (3.5) como

$$-\omega_{s}\mathbf{J}i_{s} - \omega_{s}L_{sr}\mathbf{J}i_{r} - R_{s}i_{s} + u_{s} = (L_{s}p_{s}F_{11} + L_{sr}p_{r}F_{12})e_{s} + (L_{sr}p_{s}F_{11} + L_{r}p_{r}F_{12})e_{r} + Jp_{m}F_{13}e_{m}$$

Esta ecuación, bajo la u_s que se puede obtener de la ecuación de equilibrio (4.3), puede escribirse como

$$-(\omega_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2)e_s - \omega_s L_{sr} \mathbf{J}e_r = (L_s p_s F_{11} + L_s p_r F_{12})e_s + (L_{sr} p_s F_{11} + L_r p_r F_{12})e_r + J p_m F_{13}e_m,$$

llevando directamente a la solución dado por $F_{13}=0\ {\rm y}$

$$\begin{bmatrix} F_{11} \\ F_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s p_s \mathbf{I}_2 & L_{sr} p_r \mathbf{I}_2 \\ L_{sr} p_r \mathbf{I}_2 & L_r p_s \mathbf{I}_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -(\omega_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2) \\ \omega_s L_{sr} \mathbf{J} \end{bmatrix}$$
(4.14)

Sobre la segunda restricción, obtenida de la dinámica de los encadenamientos de flujo del rotor (3.6), la presencia de la entrada de control u_r permite la posibilidad de satisfacer la ecuación correspondiente sin importar el valor de $F_d(z)$, p_s , p_r y p_m . De hecho, tomando ventaja de esta facilidad, una buena selección para los correspondientes componentes de la matriz $F_d(z)$, cuya utilidad se verá mejor durante el análisis de estabilidad, está dada por

$$F_{21} = -F_{12}{}^{T}; \quad F_{23} = -F_{32}{}^{T}; \quad F_{22} = -\frac{k_r}{2p_r}\mathbf{I}_2;$$
 (4.15)

con k_r a definirse más adelante.

Una vez estudiada la segunda restricción, la atención se debe concentrar en la tercera, impuesta por (3.7) y dada por

$$L_{sr}i_{s}{}^{T}\mathbf{J}i_{r} - B\omega + T_{m} = (L_{s}p_{s}F_{31} + L_{sr}p_{r}F_{32})e_{s} + (L_{sr}p_{s}F_{31} + L_{r}p_{r}F_{32})e_{r} + Jp_{m}F_{33}e_{m}$$

De nuevo, explotando el hecho de que el par mecánico es constante todo el tiempo, de la ecuación de equilibrio (4.5), esta última ecuación puede ser presentada como

$$L_{sr}i_{s}^{T}\mathbf{J}i_{r} - L_{sr}i_{s}^{*T}\mathbf{J}i_{r}^{*} - Be_{m} = (L_{s}p_{s}F_{31}^{T} + L_{sr}p_{r}F_{32}^{T})e_{s} + (L_{sr}p_{s}F_{31}^{T} + L_{r}p_{r}F_{32}^{T})e_{r} + Jp_{m}F_{33}e_{m},$$

de la que se puede reconocer inmediatamente la necesidad de tener que $F_{33} = -\frac{B}{Jp_m}$ y quedando la siguiente expresión

$$L_{sr}i_{s}^{T}\mathbf{J}i_{r} - L_{sr}i_{s}^{*T}\mathbf{J}i_{r}^{*} = (L_{s}p_{s}F_{31}^{T} + L_{sr}p_{r}F_{32}^{T})e_{s} + (L_{sr}p_{s}F_{31}^{T} + L_{r}p_{r}F_{32}^{T})e_{r}$$

Después de sustituir el error e_s y e_r en el lado izquierdo de la última expresión y manipulándolo de manera apropiada, esta puede reescribirse como

$$\begin{bmatrix} e_s^T & e_r^T \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} p_s F_{31}^T \\ p_r F_{32}^T \end{bmatrix} - L_{sr} \mathcal{L}_e^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{J} i_r^* \\ -\mathbf{J} i_s^* \end{bmatrix} \right\} = 0,$$

de donde una posible solución para F_{31} y F_{32} podría ser obtenida al permitir que el término en las llaves sea igual a cero. Desafortunadamente, esta solución no es adecuada ya que F_{31} dependería del estado i_s , característica que (como se verá más adelante), no permite alcanzar la propiedad de estabilidad deseada. Por lo tanto es necesario escribir esta condición de una manera equivalente dada por

$$\begin{bmatrix} e_s^T & e_r^T \end{bmatrix}^T \left\{ \begin{bmatrix} p_s F_{31}^T \\ p_r F_{32}^T \end{bmatrix} - L_{sr} \mathcal{L}_e^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{J} i_r^* \\ -\mathbf{J} i_s^* \end{bmatrix} - G(z) \right\} = 0,$$

a condición de que

$$\begin{bmatrix} e_s^T & e_r^T \end{bmatrix}^T G(z) = \begin{bmatrix} e_s^T & e_r^T \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} G_1(z) \\ G_2(z) \end{bmatrix}$$

Bajo esta condición, si

$$G(z) = \begin{bmatrix} -\frac{L_s L_{sr}^2}{\mu_r} \mathbf{J} e_s - \frac{L_{sr}^3}{\mu_r} \mathbf{J} e_r \\ -\frac{L_{sr}^3}{\mu_r} \mathbf{J} e_s - \frac{L_s L_{sr}^2}{\mu_r} \mathbf{J} e_r \end{bmatrix},$$

con μ_r como en el modelo del GIRD, entonces

$$F_{31} = \frac{L_{sr}}{\mu_r} \Psi_r^{*T} \mathbf{J}, \quad F_{32} = -\frac{L_{sr}}{\mu_r} \Psi_s^{T} \mathbf{J}, \quad (4.16)$$

son solución de la restricción.

Hasta este punto, reuniendo los resultados obtenidos en (4.14), (4.15) y (4.16), se obtiene la matriz $F_d(z)$ que satisface la ecuación (4.12) para la estructura de P_d . La matriz está dada por

$$F_d(z) = \begin{bmatrix} -\frac{1}{p_s} \left(\omega_s \mathbf{J} + \frac{L_r R_s}{\mu_r} \mathbf{I}_2 \right) & \frac{L_{sr} R_s}{\mu_r p_r} \mathbf{I}_2 & 0\\ -\frac{L_{sr} R_s}{\mu_r p_r} \mathbf{I}_2 & \frac{k_r}{2p_r} \mathbf{I}_2 & \frac{L_{sr}}{\mu_r} \mathbf{J}^T \Psi_s\\ \frac{L_{sr}}{\mu_r p_s} \Psi_r^{*T} \mathbf{J} & -\frac{L_{sr}}{\mu_r} \Psi_s^T \mathbf{J} & -\frac{B}{Jp_m} \end{bmatrix}.$$
(4.17)

Con la matriz (4.17) definida, entonces la tarea pendiente es la de encontrar condiciones para garantizar que $[P_d(F_d(x) + F_d^T(x))P_d] \leq 0$. Para ello, considere que bajo la estructura de $F_d(z)$ que se da arriba, se obtiene que

$$P_{d}[F_{d}(x) + F_{d}^{T}(x)]P_{d} = \begin{bmatrix} -\frac{2L_{r}R_{s}p_{s}}{\mu_{r}}\mathbf{I}_{2} & 0 & -\frac{L_{sr}p_{m}}{\mu_{r}}\mathbf{J}^{T}\Psi_{r}^{*} \\ 0 & -krp_{r}\mathbf{I}_{2} & 0 \\ -\frac{L_{sr}p_{m}}{\mu_{r}}\Psi_{r}^{*T}\mathbf{J} & 0 & -\frac{2Bp_{m}}{J} \end{bmatrix},$$

donde la ventaja de escoger el término antisimétrico en el diseño de $F_d(x)$, en particular la característica de dejar al elemento $F_{33}(z)$ dependiendo solamente del valor constante Ψ_r^* , es más evidente, ya que con el uso de la herramienta estándar del *Complemento de Schur* es posible probar que la condición $[P_d(F_d(x) + F_d^T(x))P_d] < 0$ se satisface si

$$p_s > \left(\frac{JL_{sr}^2}{4B\mu_r L_r} \|\Psi_r^*\|^2\right) p_m \tag{4.18}$$

Bajo la condición encontrada para los parámetros p_s y p_m , todos los elementos que son necesarios para la implementación de la ley de control están disponibles. Entonces, a partir de (3.2) y de la fila correspondiente a (4.12), junto con el Teorema 4.14 dado por Khalil (2002), la cual garantiza que el punto de equilibrio z^* es Global y Exponencialmente Estable (GEE) porque es se puede probar que $[P_d(F_d(x) + F_d^T(x))P_d] < 0$, asegurando que la función de energía deseada $H_d(e) = \frac{1}{2}(e)^T P_d(e)$ sea una función de Lyapunov para el sistema en lazo cerrado (4.12), dado que cumple las siguientes restricciones

$$\lambda_{min}\{P_d\} \|e\|^2 \le H_d(e) \le \lambda_{max}\{P_d\} \|e\|^2,$$

$$\dot{H}_{d}(e) \leq -\lambda_{min} \{ P_{d} [F_{d} + F_{d}^{T}] P_{d} \} \|e\|^{2}$$

$$\left\|\frac{\partial H_d(e)}{\partial e}\right\| \le P_{di,j_{max}}^{i=j} \|e\|,$$

con $c_1 = \lambda_{min} \{P_d\}, c_2 = \lambda_{max} \{P_d\}, c_3 = \lambda_{min} \{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}$ y $c_4 = P_{di,j_{max}}^{i=j},$ donde λ_{min} y λ_{max} denotan los valores propios mínimo y máximo de $\{P_d\}$ y $\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}$, respectivamente, es posible plantear el siguiente resultado

Resultado 4.1. Considere el modelo del GIRD (3.5)-(3.7) y asuma que se mantienen **A.1-A.4**, pero con la condición de que el par mecánico es constante todo el tiempo y no depende de ω ($T_m(\omega) = T_m = cte$). Sea la entrada de control del rotor dada como

$$u_r = (\omega_s - \omega)) \mathbf{J} (L_{sr} i_s + L_r i_r) + R_r i_r + p_s F_{21} (L_s e_s + L_{sr} e_r) + p_r F_{22} (L_{sr} e_s + L_r e_r) + J p_m F_{23} e_m,$$
(4.19)

donde

$$F_{21} = -\frac{L_{sr}R_s}{\mu_r p_r} I_2, \quad F_{22} = -\frac{k_r}{2p_r} I_2, \quad F_{23} = \frac{L_{sr}}{\mu_r} J^T (L_s i_s + L_{sr} i_r),$$

mientras que $k_r > 0$, $p_r > 0$, $p_m > 0$ y

$$p_s > \left(\frac{JL_{sr}^2}{4B\mu_r L_r} \|\Psi_r^*\|^2\right) p_m$$
Definiendo el punto de equilibrio de lazo cerrado como

$$\begin{split} i_s^* &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{U} & 0\\ 0 & -\frac{1}{U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{P}_s^*\\ \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix}, \\ i_r^* &= \frac{\mathbf{J}^T}{\omega_s L_{sr}} [u_s - (\omega_s L_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2) i_s^*], \\ \omega^* &= \frac{1}{B\omega_s} [\mathcal{P}_s^* - R_s \| i_s^* \|^2] + \frac{T_m}{B}, \end{split}$$

Bajo estas condiciones, se logra que

$$\lim_{t \to \infty} \mathcal{P}_s = \mathcal{P}_s^*, \lim_{t \to \infty} \mathcal{Q}_s = \mathcal{Q}_s^*,$$

garantizando estabilidad interna.

Nota 4.6. Como lo señala Batlle *et al.* (2009), desde el punto de vista de constantes de sintonización, la estructura del controlador presentado puede simplificarse si se definen

$$k_s = \frac{p_s L_{sr} R_s}{\mu_r p_r}; \quad k_m = \frac{p_m J L_{sr}}{\mu_r p_r}$$

ya que, bajo estas condiciones, el controlador toma la forma

$$u_r = (\omega_s - \omega))\mathbf{J}(L_{sr}i_s + L_ri_r) + R_ri_r - k_s(L_se_s + L_{sr}e_r) - k_r(L_{sr}e_s + L_re_r) + k_m\mathbf{J}(L_si_s + L_{sr}i_r)e_m$$

 $\operatorname{con}\,k_r>0,\,k_m>0\;\mathrm{y}$

$$k_{s} > \left(\frac{L_{sr}^{2}}{4B\mu_{r}L_{r}} \|\Psi_{r}^{*}\|^{2}\right) k_{m}$$

4.4. Control con $T_m = T_m(\omega)$

Con la estrategia de control pasivo que se da en la ecuación (4.19), lo que se tiene es que el punto de equilibrio en lazo cerrado del sistema nominal es GEE para cuando $T_m = cte$. Como segunda contribución, se presenta el caso cuando el par mecánico lo proporciona una turbina eólica y se considera constante a tramos la velocidad del viento. Para este caso, se integra completamente la dinámica de la turbina eólica porque se considera la dependencia no lineal que tiene el par mecánico de la velocidad mecánica (ver ecuación (3.11)) y ya no se le considera constante todo el tiempo. Bajo esta condición de operación, si se parte de la metodología planteada en Batlle *et al.* (2009) para el diseño del controlador pasivo, la derivada a lo largo de la trayectoria del sistema nominal (4.12) se define de la siguiente manera

$$\dot{H}_{d}(e) = \left\{ -\left(\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right)^{T} \left(F_{d} + F_{d}^{T}\right) \left(\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right) \right\} + \left(\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right)^{T} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ T_{m}(\omega) - T_{m}(\omega^{*}) \end{bmatrix},$$
(4.20)

donde el término $T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)$ implica una perturbación al sistema nominal, como se indica en la siguiente ecuación

$$\dot{z} = f(x, u) = F_d \frac{\partial H_d(x)}{\partial x} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*) \end{bmatrix}$$
(4.21)

Nótese que en (4.21) se puede explotar el hecho de que el sistema nominal dado en (4.12) es GEE desde el punto de vista de estabilidad de puntos de equilibrio, y lo que se puede hacer es extender el resultado reportado en la sección **4.3** para el caso cuando se considere que se está perturbando el sistema nominal. Para este trabajo, la perturbación que se tiene no se desvanece en el equilibrio y queda acotada de la siguiente manera,

$$\|T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)\| \le \delta, \tag{4.22}$$

donde δ se puede obtener a partir de la definición del par mecánico de la turbina eólica dada en la ecuación (3.11) y de su coeficiente máximo de potencia teórico $(C_{p_{Max}})$, conocido como *Límite de Betz* (ver Capítulo **3**).

De acuerdo a la naturaleza de la perturbación, lo que se tiene es un caso más general para el sistema nominal, ya que el origen deja de ser un punto de equilibrio para el sistema perturbado (4.21). Por lo tanto, ya no se puede plantear el análisis de estabilidad de puntos de equilibrio, por lo que se puede esperar que la solución del sistema perturbado no tienda al origen cuando $t \to \infty$. En este caso, lo más que se puede esperar es que los estados del sistema perturbado sean acotados en última instancia por una cota pequeña (*ultimate bounded*, como se dice en inglés), si la perturbación $T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)$ es pequeña en algún sentido.

Para este caso, se presenta el siguiente resultado,

Resultado 4.2. Considere el modelo del GIRD (3.5)-(3.7) y asuma que se mantienen A.1-A.5.

Sea la entrada de control del rotor dada como

$$u_r = (\omega_s - \omega))J(L_{sr}i_s + L_ri_r) + R_ri_r + p_sF_{21}(L_se_s + L_{sr}e_r) + p_rF_{22}(L_{sr}e_s + L_re_r) + Jp_mF_{23}e_m,$$

donde

$$F_{21} = -\frac{L_{sr}R_s}{\mu_r p_r} I_2, \quad F_{22} = -\frac{k_r}{2p_r} I_2, \quad F_{23} = \frac{L_{sr}}{\mu_r} J^T (L_s i_s + L_{sr} i_r),$$

mientras que $k_r > 0$, $p_r > 0$, $p_m > 0$ y

$$p_s > \left(\frac{JL_{sr}^2}{4B\mu_r L_r} \|\Psi_r^*\|^2\right) p_m$$

Bajo estas condiciones se cumple que

$$\|e\| \ge \frac{p_m J}{\|P_d\|\theta \lambda_{min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}} \|T_m(\omega) - T_m^*(\omega^*)\|,$$
(4.23)

 $donde \ 0 < \theta < 1.$

Por lo tanto con (4.23) se asegura que fuera de una bola de radio ||e|| el sistema perturbado (4.21) es estable.

Prueba 4.2. Del sistema nominal no perturbado dado por (4.12), se sabe que

$$-\left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e}\right)^T (F_d + F_d^T) \left(\frac{\partial H_d(e)}{\partial e}\right) \le -\lambda_{min} \{P_d[F_d + F_d^T]P_d\} \|e\|^2, \tag{4.24}$$

la cual es válida por la propiedad de la función cuadrática, la cual se puede acotar por arriba y por abajo por sus valores propios de la siguiente manera

$$\lambda_{min}\{P\} \|x\|^2 \le x^* Px \le \lambda_{max}\{P\} \|x\|^2$$

Con esta afirmación, se tiene lo siguiente para el sistema perturbado (4.21)

$$\begin{split} \dot{H}_{d}(e) &= \left[\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right]^{T} [F_{d} - F_{d}^{T}] \left[\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right] + p_{m} J_{m} \left[\frac{\partial H_{d}(e)}{\partial e}\right]^{T} \left[\begin{array}{c} 0\\ 0\\ \underline{T_{m}(\omega) - T_{m}^{*}(\omega^{*})}\\ \underbrace{T_{m}(\omega) - T_$$

donde $0 < \theta < 1$, con lo se tiene que $-(1-\theta)\lambda_{min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}\|e\|^2 \leq 0$. Por lo tanto $\dot{H}_d(e) \leq 0$ si

$$-\theta\lambda_{min}\{P_d[F_d + F_d^T]P_d\}\|e\|^2 + p_m J\|P_d\|\|e\|\|\tilde{T}_m\| \le 0,$$

la cual lleva a la siguiente restricción

$$||e|| \ge \frac{p_m J}{||P_d|| \theta \lambda_{min} \{P_d[F_d + F_d^T] P_d\}} ||\tilde{T}_m||,$$

con lo cual se asegura que el sistema perturbado (4.21) es estable afuera de la bola de radio ||e||.

Nota 4.7. La importancia de este resultado es que se puede probar formalmente que las propiedades de estabilidad del controlador pasivo reportado en Batlle *et al.* (2009) sirven como base para demostrar formalmente que el controlador pasivo puede ser aplicado directamente en el control de flujos de potencias entre un SGE basados en GIRD y la red eléctrica, con la condición de que sólo se puede probar propiedades de estabilidad fuera de una bola de radio \tilde{T}_m (estabilidad práctica), definida por la perturbación considerada.

Nota 4.8. En el contexto de control de SGE basados en GIRD, este resultado es muy importante si se le compara la estrategias de control presentada en Tang *et al.* (2011) para el control de potencias entre el SGE y la red eléctrica, ya que presenta una estrategia de control eficiente en términos de estructura, sintonización, entendimiento y sobre todo, una prueba formal de estabilidad que respalda su desempeño. Nota 4.9. La implicación de mantener la velocidad del viento constante a tramos en este resultado tiene que ver en la convergencia de los estados del sistema en lazo cerrado, ya que se espera que sea mejor mientras más largo sea el tiempo en el que se mantenga constante la velocidad del viento. Esto se debe al hecho de que la perturbación bajo esta condición se mantiene constante más tiempo, permitiendo con ello que la acción del controlador sea más eficiente, porque al menos ya se demostró que el sistema en lazo cerrado es estable fuera de una bola de radio ||e|| para esta condición de operación.

4. Control de potencias

Capítulo 5

Evaluación del controlador

5.1. Diseño de experimentos

En esta sección se analiza la utilidad del esquema de control pasivo. Este análisis está dividido en dos secciones: en la primera parte, se evalúan numéricamente las propiedades del controlador pasivo para cuando $T_m = cte$. Para esta sección, como primera actividad se evalúan numéricamente las propiedades de estabilidad del controlador pasivo. Se muestra cómo, de acuerdo a la teoría, todas las variables de estado convergen a su valor deseado, tanto para un régimen extremo de operación (condición inicial cero), como para una condición de operación más realista (condición inicial diferente de cero). Como segunda actividad para esta primera sección, se calculan los valores correspondientes para las variables del rotor y la velocidad mecánica para varios regímenes de operación en el estator del GIRD, con el objetivo de determinar si las restricciones impuestas por el controlador pasivo son realizables desde un punto de vista práctico.

En la segunda parte, se evalúa numéricamente las propiedades de estabilidad para cuando el par mecánico es entregado por una turbina eólica y es constante a tramos $T_m = T_m(\omega)$. Como primera actividad se evalúa numéricamente el controlador en el caso en que se imponen condiciones de potencia en el estator del GIRD, las cuales imponen las condiciones en la velocidad mecánica de operación para el SGE. Como segunda actividad, se impone que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia. Al igual que en la sección anterior, en ambas actividades para esta segunda sección se planteó como objetivo determinar si las restricciones impuestas por el controlador pasivo son realizables desde un punto de vista práctico. El desarrollo de las evaluaciones numéricas de todas las actividades en ambas secciones se llevaron a cabo con MATLAB/Simulink[®].

A lo largo de todas las condiciones de operación, se consideraron los parámetros de la misma máquina, las cuales se dan en el Cuadro 5.1, y el bus infinito fue modelado de tal manera que la amplitud del voltaje en terminales por fase es de $U = \frac{380}{\sqrt{3}} = 219,393[V]$, la cual se redondea a 220 [V] por fase.

Cuadro 5.1: Parámetros del GIRD

$R_s = 4,92[\Omega]$
$R_r = 4,42[\Omega]$
$L_s = 0.725[H]$
$L_r = 0.715[H]$
$L_{sr} = 0.71[H]$
$J=0{,}00512[kg\cdot m^2]$
$B=0{,}005[N\cdot m/rad/s]$

Los valores nominales para el GIRD son iguales a $\frac{380}{\sqrt{3}}$ [V] por fase, tanto en el estator, como en el rotor. 2,66 [A] y 2,2 [A] por fase en estator y rotor, respectivamente.

5.2. Evaluación con $T_m = cte$

Para ilustrar las características de estabilidad (convergencia) exhibida por la ley de control para cuando $T_m = cte$ todo el tiempo, el cual corresponde al caso cuando no se integra la dinámica de la turbina eólica, con las siguientes ganancias de sintonización: $k_s = 1700, k_r = 1000$ y $k_m = 0,18$, primero se considera el caso cuando se entrega una cantidad de potencia activa en el lado del estator del GIRD con potencia reactiva igual a cero. Con el objetivo de evaluar el esquema bajo condiciones drásticas, se asumió que el generador estaba en reposo (todas las condiciones iniciales iguales a cero). En este caso, la referencia para la potencia activa fue $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$ [W], la cual corresponde a un factor de potencia deseado igual a 1.0 ($FP^* = 1,0$) para el voltaje nominal en el estator del GIRD. El par mecánico se fijó a $T_m = 5,0$ [N-m]. De la figura 5.1 a la figura 5.4 las potencias en el estator y rotor, la velocidad mecánica, las corrientes en el estator y rotor y el voltaje de fase del estator y rotor son mostrados, respectivamente. En todas las figuras correspondientes a esta sección se muestra cómo los valores deseados se alcanzan en un tiempo razonable. Cabe señalar que la intensión de la figura 5.1 es mostrar el máximo valor que toma el transitorio en el arranque del sistema, el cual es considerable y se debe a la condición inicial tan drástica que se impuso para el generador, la cual será más clara en el siguiente experimento, cuando se considere una situación más realista.



Figura 5.1: Experimento 1 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = 0$ [VAR] con condición inicial cero

Un segundo experimento, así como en el primer caso, pero orientado más a estresar las propiedades de estabilidad del esquema de control, es presentado de la figura 5.5 a la figura 5.8. En este caso la referencia para la potencia activa fue de $\mathcal{P}_s^* = -1400,6 \ [W]$ mientras que para la potencia reactiva fue de $\mathcal{Q}_s^* = -1050,4 \ [VAR]$, con un factor de potencia deseado igual a 0.8 ($FP^* = 0.8$) y considerando un par mecánico de $T_m = 5,0$ [N - m]. De igual manera que en el caso del primer experimento, las propiedades de convergencia del controlador muestran un comportamiento adecuado. De nuevo, el mismo comentario referente a las condiciones transitorias aplica para este experimento.



Figura 5.2: Experimento 1 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = 0$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.3: Experimento 1 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = 0$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.4: Experimento 1 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1750,7$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = 0$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.5: Experimento 2 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1400,6$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = -1050,4$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.6: Experimento 2 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica para $\mathcal{P}_s^* = -1400,6$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = -1050,4$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.7: Experimento 2 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1400,6$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = -1050,4$ [VAR] con condición inicial cero



Figura 5.8: Experimento 2 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor para $\mathcal{P}_s^* = -1400,6$ [W], $\mathcal{Q}_s^* = -1050,4$ [VAR] con condición inicial cero

Con el objetivo de evaluar más a fondo el esquema de control teniendo en cuenta no sólo las propiedades de estabilidad sino también las propiedades de desempeño, se llevaron a cabo dos experimentos más donde se consideran condiciones de operación más realistas. Para estos experimentos, en lugar de considerar el caso tan drástico de tener condiciones iniciales iguales a cero, se consideró que el sistema opera bajo una condición inicial y cambia de manera escalonada a las condiciones de potencia impuestas, esto es, se consideraron condiciones iniciales diferentes de cero. En el primer caso, se requirió que la potencia activa en el estator pase de una condición inicial de ${\mathcal{P}_s}^* = -2100~[W]$ a uno final de ${\mathcal{P}_s}^* = -1750~[W]$ mientras la potencia reactiva cambia de una condición inicial de $Q^* = 300 [VAR]$ a una condición final de $Q_s^* = 0 [VAR]$. Para el comportamiento deseado, el par mecánico se fijó a $T_m = 5 [N - m]$. La figura 5.9 presenta la evolución de la potencia en el estator y rotor donde puede verse como se alcanzan los valores deseados en alrededor de tres segundos, mientras en la figura 5.10 se muestra la correspondiente velocidad mecánica. En la figura 5.11 se incluyen las corrientes en el estator y rotor. En estas últimas tres figuras, se puede ver que aunque las corrientes exhiben alguna respuesta transitoria, su magnitud es razonable desde un punto de vista práctico, así como para la velocidad mecánica deseada. Este comentario también es aplicable a los voltajes demandados en el rotor, los cuales están incluidos en la figura 5.12, junto con los voltajes en el estator.



Figura 5.9: Experimento 3 ($T_m = cte$). Potencia en estator y rotor con condición inicial diferente de cero

El segundo caso bajo el escenario de tener condiciones iniciales diferentes de cero, se desarrolló para cuando la condición final de operación involucra una condición para la potencia reactiva deseada diferente de cero. En este caso, la condición inicial se fijó de tal manera que el generador está operando en $\mathcal{P}_s^* = -1250 [W] \operatorname{con} \mathcal{Q}_s^* = -1150 [VAR]$ mientras el valor deseado final para las potencias fue $\mathcal{P}_s^* = -1400 [W] \operatorname{con} \mathcal{Q}_s^* = -1050$ [VAR]. El par mecánico fue $T_m = 5 N - m$. La dinámica del comportamiento de las variables del generador están exhibidas en la figura 5.13 para las potencias en el estator y rotor, en la figura 5.14 para la velocidad mecánica, en la figura 5.15 para las corrientes en el estator y rotor y en figura 5.16 para los voltaje en el estator y rotor. En todas las figuras se puede ver como el comportamiento deseado es alcanzado bajo condiciones transitorias razonables para todas las variables.

La segunda parte en la evaluación de este esquema de control para $T_m = cte$ incluye varias condiciones de operación que están presentadas de manera resumida en el Cuadro



Figura 5.10: Experimento 3 ($T_m = cte$). Velocidad mecánica con condición inicial diferente de cero



Figura 5.11: Experimento 3 ($T_m = cte$). Corriente en estator y rotor con condición inicial diferente de cero



Figura 5.12: Experimento 3 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor con condición inicial diferente de cero



Figura 5.13: Experimento 4 $(T_m = cte)$. Potencia en estator y rotor con condición inicial diferente de cero



Figura 5.14: Experimento 4 $(T_m = cte)$. Velocidad mecánica con condición inicial diferente de cero



Figura 5.15: Experimento 4 $(T_m = cte)$. Corriente en estator y rotor con condición inicial diferente de cero



Figura 5.16: Experimento 4 ($T_m = cte$). Voltaje en estator y rotor con condición inicial diferente de cero

5.2. De acuerdo al procedimientos seguido para llevar a cabo esta parte de la evaluación del controlador, se asumió que el generador siempre alimenta potencia activa a la red eléctrica mientras se consideraban dos condiciones para la potencia reactiva: cuando el GIRD opera como un capacitor (entregando potencia reactiva a la red eléctrica) y cuando opera como una carga inductiva (demandando potencia reactiva de la red eléctrica). En todos los casos el sistema se simuló para diferentes valores de factor de potencia incluyendo tanto valores en atraso como en adelanto. Par lograr estas condiciones de operación, como en los experimentos previos, una vez definidas los valores de las potencias ($\mathcal{P}_s^* \neq \mathcal{Q}_s^*$), las correspondientes componentes de las corrientes deseadas en el estator son obtenidas, para después determinar las correspondientes corrientes deseadas en el rotor y la velocidad, $i_r{}^*$ y $\omega^*,$ respectivamente. En busca de un contexto de evaluación uniforme, el vector de las componentes de las corrientes deseadas en el estator fueron definidas de tal manera que la magnitud de este vector se mantuvo constante al mismo valor en todos los experimentos, esto es
, la condición de $\|i_s^*\|^2$ siempre se mantuvo. Además, también se consideró en las evaluaciones la variación del par mecánico.

T_m	PF_s^*	\mathcal{P}_s^*	Q_s^*	isa	u_{sa}	i_{ra}	u_{ra}	ω	\mathcal{P}_r	Q_r	f_r
[N-m]		[W]	[VAR]	[A]	[V]	[A]	[V]	[rad/s]	[W]	[VAR]	[Hz]
4.5	-0.8	-1400.6	1050.4	2.6	220	2.28	47.48	261.2	322.9	-43.2	8.42
5	-0.8	-1400.6	1050.4	2.6	220	2.28	23.43	361.2	-156.1	38.4	-7.49
5.5	-0.8	-1400.6	1050.4	2.6	220	2.28	94.17	461	-635.2	120.1	-23.41
4.5	-0.9	-1575.6	763.1	2.6	220	2.47	102.63	186.9	761.6	22.2	20.25
5	-0.9	-1575.6	2763.1	2.6	220	2.47	30.55	286.9	226.8	4.7	4.33
5.5	-0.9	-1575.6	763.1	2.6	220	2.47	41.52	386.9	-308	-12.7	-11.48
4.5	1.0	-1750.7	0	2.6	220	2.90	162.28	112.6	1302	557.4	32.07
5	1.0	-1750.7	0	2.6	220	2.90	87.66	212.6	711.8	280.8	16.16
5.5	1.0	-1750.7	0	2.6	220	2.90	13.89	312.6	121.2	4.2	0.24
4.5	0.9	-1575.6	-763.1	2.6	220	3.28	108.08	186.9	823.3	675.3	20.25
5	0.9	-1575.6	-763.1	2.6	220	3.28	32.76	286.9	288.5	144.5	4.33
5.5	0.9	-1575.6	-763.1	2.6	220	3.28	46.49	386.9	-246.2	-386.3	-11.58
4.5	0.8	-1400.6	-1050.4	2.6	220	3.41	51.30	261.2	407.9	330.7	8.42
5	0.8	-1400.6	-1050.4	2.6	220	3.41	29.55	361.2	-71.1	-294.3	-7.49
5.5	0.8	-1400.6	-1050.4	2.6	220	3.41	104.62	461.2	-550.2	-919.2	-23.41

Cuadro 5.2: Diferentes condiciones de operación para el GIRD

En las primeras seis columnas del Cuadro 5.2 son presentados el comportamiento requerido en términos del par mecánico aplicado, el factor de potencia deseado, (-) atraso, (+) adelanto, las potencias deseadas (activa y reactiva) y la condición fijada por el bus infinito. La segunda parte es desarrollada para presentar las condiciones que son necesarias en el lado del rotor del generador para alcanzar las condiciones deseadas. Aquí los valores negativos de la potencia activa y reactiva representan la potencia suministrada por el estator o el rotor y los valores positivos representan la cantidad de potencias que demandan. Los voltajes y corrientes corresponden a las magnitudes en *rms* de la fase a, mientras que en la última columna se encuentran las frecuencias en el rotor (frecuencia de deslizamiento), obtenidas de la diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad actual del rotor en estado estacionario. Debe tenerse en cuenta que después de que las variables actuales convergen a sus valores deseados, los valores incluidos de las corrientes en el estator y rotor y la velocidad mecánica, corresponden a las que se obtienen de las ecuaciones (4.6)-(4.8), sin embargo, son incluidos en el

Cuadro 5.2 con el único propósito de complementar los datos.

La principal utilidad de la información incluida en el Cuadro 5.2 está asociada al lado del rotor de la máquina, ya que se puede ver desde dos perspectivas diferentes. La primera está relacionada con las condiciones C.1 y C.2 introducidas en la Sección 4.1.1 del Capítulo 4. En este sentido, todos los valores obtenidos para las variables del generador podrían ser utilizados para identificar los regímenes seguros de operación en términos de las características nominales del lado del rotor cuando un GIRD específico es analizado. La información puede usarse para concluir si es posible o no alcanzar una determinada cantidad de potencia que se desea generar. El segundo punto de vista se refiere a la posibilidad de utilizar esta información desde una perspectiva de diseño. Si el análisis se lleva a cabo sin considerar alguna máquina en particular, entonces la información obtenida podría ser utilizada para llevar a cabo una adecuada selección, tanto del generador en sí, como el tamaño del convertidor de potencia que debe ser implementado para alimentar el devanado del rotor. Es importante resaltar que en el caso del convertidor de potencia, será necesario analizar qué sucede con los transitorios (sobretiros de corriente y voltaje) y la duración de las mismas, si se desea usar la información del cuadro 5.2 como referencia.

En particular, de los ejemplos numéricos considerados en el Cuadro 5.2 y de la información que se da en la columna que corresponde a la velocidad mecánica, se puede concluir que para alguna operación en específico del esquema, no es necesario tener en cuenta algo más que un primo motor estándar, ya que los valores de velocidad requeridos bien pueden ser proporcionados por algún dispositivo mecánico para las condiciones potencias requeridas.

Con respecto al convertidor de potencia que debe ser considerado para equipar el GIRD, su estructura es principalmente definida por la potencia que debe de manejar y de la frecuencia a la cual debe operar, esto es, la información contenida en las últimas tres columnas del Cuadro 5.2. En este contexto es importante reconocer que tener valores positivos y negativos para la frecuencia de deslizamiento (la cual significa la necesidad de operar tanto en condiciones de velocidad *subsíncrona* y *supersíncrona*) implica que el convertidor de potencia debe ser capaz de cambiar la frecuencia en el rotor del GIRD. Por otra parte, ya que existen también potencias (activa y reactiva)

positivas y negativas en el lado del rotor, entonces se requerirá condiciones bidireccionales para el convertidor. Afortunadamente, esta característica puede ser solventada con un convertidor de potencia estándar conocido como convertidor *back-to-back*, teniendo como tarea pendiente el determinar la capacidad necesaria para operar bajo las condiciones de potencias y frecuencias que se requieran. Sin embargo, desde esta perspectiva, las condiciones necesarias para todos los regímenes de operación del Cuadro 5.2 pueden ser fácilmente proporcionadas por un convertidor de potencia estándar con la capacidad adecuada.

El único punto que debe ser tratado con más detalle está relacionado con las corrientes necesarias en el rotor del GIRD. Como se puede ver en la columna correspondiente del cuadro 5.2, los valores requeridos para esta variable incrementan cuando se entrega tanto potencia activa como reactiva a la red eléctrica. Este hecho implica considerar un GIRD capaz de trabajar bajo estas condiciones de corrientes.

5.3. Evaluación $T_m = T_m(\omega)$

Como se comentó en las condiciones **C.3.1** y **C.3.2** de la sección **4.1.1** del Capítulo 4, cuando el par mecánico es proporcionado por una turbina eólica se consideraron dos condiciones de operación posibles para la evaluación de las propiedades de convergencia del controlador pasivo, cuando se supone conocida la velocidad del viento. La primera consiste en fijar las potencias que se desea despachar directamente a la red eléctrica $(\mathcal{P}_{RE}^* \ y \ \mathcal{Q}_{RE}^*)$ a través de las potencias despachadas en el estator del GIRD, por medio de la ecuación (3.35), la cual desprecia las pérdidas por efecto *Joule* en el estator y rotor del GIRD. Para esta condición, la potencia activa y reactiva despachadas a la red eléctrica fijan la velocidad mecánica deseada de operación del SGE (ω^*), por lo que la turbina eólica no opera en su punto máximo de operación.

La segunda condición consiste en establecer que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia. En este caso, la potencia activa que se despacha en el estator depende de las condiciones de operación de la turbina eólica, por lo que si opera en su punto máximo de operación, el SGE entrega la máxima potencia activa a la red eléctrica. Para esta condición, la potencia reactiva en el estator igualmente queda libre y corresponde a la potencia reactiva que se le va a despachar a la red eléctrica, ya que en el lado donde el convertidor *back-to-back* está conectado a la red eléctrica no se despacha potencia reactiva en este tipo de SGE.

Es importante resaltar que otra posible condición de operación, que no se consideró en este trabajo de tesis, es el de mantener el factor de potencia constante. Sin embargo, se puede plantear esta condición de operación si se considera fija, ya sea la potencia activa o reactiva, y se regula el factor de potencia con la potencia reactiva o activa, respectivamente.

Para la evaluación del controlador pasivo, se propuso parametrizar la turbina eólica para que los experimentos diseñados puedan implementarse experimentalmente de una manera segura para el GIRD. Para este objetivo, los parámetros propuestos son: R = 0.8 $[m], \rho = 1.225 \left[\frac{kg}{m^3}\right], A = 2.01 \left[m^2\right].$

5.3.1. Regulación de \mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^*

Para ilustrar las características de estabilidad (convergencia) exhibida por la ley de control para cuando $T_m = T_m(\omega)$, se utilizaron las siguientes ganancias de sintonización: $k_s = 1000$, $k_r = 100$ y $k_m = 0,01$, las cuales respetan las restricciones de diseño que asegura la propiedad de estabilidad global y exponencial en lazo cerrado del sistema nominal no perturbado. Para este caso, se consideran las siguientes potencias de despacho a la red eléctrica: $\mathcal{P}_{RE}^* = -1000 \ [W]$ y $\mathcal{Q}_{RE}^* = 200 \ [VAR]$. El perfil de la velocidad del viento considerado se muestra en la figura 5.17, donde se puede ver que se proponen cambios de magnitud en intervalos de tiempo menores a 2 [s], los cuales permiten alcanzar magnitudes de par mecánico seguros para el GIRD, ya que no se rebasan los límites de corrientes en los devanados de la máquina.

Es importante hacer notar que si se considera que el intervalo de tiempo más corto que se tiene registrado para una variación de la velocidad del viento es de 3 [s], correspondiente a una tormenta tropical, como lo bien lo cita Le Gouriérès (1982), los intervalos de tiempo que se tienen en la figura 5.17 son condiciones drásticas. Además, es importante recordar que en el registro real de la velocidades de viento, donde consideran condiciones climáticas y de turbulencia, las variaciones en la magnitud de la velocidad del viento son de 10 minutos. Por lo tanto, el perfil de la velocidad de viento



Figura 5.17: Perfil de la velocidad del viento

considerado implica una condición de alta demanda en la evaluación de las propiedades de convergencia del controlador pasivo para esta condición de operación.

Con el perfil de la velocidad del viento definido y las potencias de despacho en la red eléctrica establecidas, es importante reconocer que la ecuación (4.8) implica una ecuación no lineal para la velocidad mecánica deseada (ω^*) si se integra directamente la dinámica de la turbina eólica mediante la ecuación (3.11), y se usan las ecuaciones (3.9), (3.10) y (3.35), como lo muestra la siguiente ecuación

$$\left(\frac{2P_{RE}^{*}}{3B}^{2}\right) \left(\frac{1}{\omega^{*}}\right) - \left(\frac{4R_{s}P_{RE}^{*}}{9Bu_{sd}^{2}}\right) \left(\frac{1}{\omega_{*}^{2}}\right) - \left(\frac{4R_{s}}{9B\omega_{s}u_{sd}^{2}}\right) (Q_{RE}^{*}^{2}) + \frac{1}{B_{r}} \left\{\frac{1}{2} \left[\frac{\left[\frac{60,042 - 4,6894\left(\frac{\omega^{*}R}{v}\right)}{\frac{\omega^{*}R}{v}}\right] e^{\frac{0,735\left(\frac{\omega^{*}R}{v}\right) - 21}{\frac{\omega^{*}R}{v}}} + 0,0068\left(\frac{\omega^{*}R}{v}\right)\right]}{\frac{\omega^{*}R}{v}}\right] \rho ARv^{2} - \omega^{*} = 0 \quad (5.1)$$

Como el perfil de la velocidad del viento es constante a tramos, es posible resolver numéricamente la ecuación (5.1) para cada velocidad de viento con la función *solve* de

MATLAB[®] y encontrar la velocidad mecánica deseada correspondiente a las potencias \mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^* . Posteriormente, con estas velocidades, calcular el par mecánico deseado y las potencias necesarias en el estator y rotor del GIRD para cada velocidad de viento. Los resultados para la condición de operación especificada se presentan en el Cuadro 5.3

Cuadro 5.3: Condiciones eléctricas y mecánicas derivadas de la solución de la ecuación (5.1)

Viento	ω^*	C_p	λ	T_m	P_s^*	P_r^*	P_{RE}	Q_{RE}^*	s
$\left[\frac{m}{s}\right]$	$\left[\frac{rad}{s}\right]$		[rad]	[N-m]	[W]	[W]	[W]	[VAR]	
16	240.02	0.195	12.001	4.104	-1308.9	308.9	-1000	200	0.2360
20	314.16	0.120	12.56	3.768	-999.98	-0.020	-1000	200	-0.00002
22	349.74	0.099	12.71	3.716	-898.24	-101.757	-1000	200	-0.1133
24	88.34	0.046	2.94	8.905	-3556.0	2556.0	-1000	200	0.7188
25	89.03	0.040	2.84	8.835	-3528.4	2528.4	-1000	200	0.7166
21	85.97	0.068	3.27	9.152	-3654.1	2654.1	-1000	200	0.7263
15	82.73	0.189	4.41	9.516	-3797.2	2797.2	-1000	200	0.7366

De los datos que se tienen en el Cuadro 5.3, conviene resaltar el comportamiento de la velocidad mecánica deseada, ya que conforme va incrementando la velocidad del viento, como se puede observar en las velocidades de viento de 16 a 22 $[\frac{m}{s}]$, la velocidad mecánica deseada va aumentando. Sin embargo, para las velocidades de viento de 24 y 25 $[\frac{m}{s}]$, este comportamiento ya no se observa, ya que la velocidad mecánica deseada disminuye. La explicación de este comportamiento lleva a plantear la hipótesis de que la ecuación (5.1) tiene más de una solución para la condición de operación considerada en cada velocidad de viento por la naturaleza de la curva que define al coeficiente de potencia de una turbina eólica (ver figura 3.2). Para verificarla, fue necesario graficar la ecuación (5.1) con respecto a la velocidad mecánica deseada para cada velocidad de viento. La variación que se utilizó fue de 0.01 a 1000 $[\frac{rad}{s}]$, y la única intención de graficar hasta 1000 $[\frac{rad}{s}]$ fue para verificar que sólo se tienen dos raíces, ya que no es factible que el SGE alcance velocidades superiores a 500 $[\frac{rad}{s}]$. Los resultados se muestran en las figuras 5.18 y 5.19, las cuales corresponden a un acercamiento de las gráficas para las velocidades de viento de 16 y 25 $[\frac{m}{s}]$, donde se puede ver claramente



las dos raíces. Es importante hacer notar que este comportamiento se presenta para cada una de las velocidades de viento consideradas en el Cuadro 5.3.

Figura 5.18: Raíces de la ecuación (5.1) para velocidad de viento de 16 $\left[\frac{m}{s}\right]$

Dado que la ecuación (5.1) tiene dos raíces, la pregunta es qué solución es la que se debe de tomar. Para responder a esta pregunta, se recalcularon todos los parámetros eléctricos y mecánicos para la condición de operación considerada con la segunda velocidad mecánica obtenida de la gráfica para cada unas de las velocidades de viento. Los resultados obtenidos se presentan en el Cuadro 5.4.

De los Cuadros 5.3 y 5.4 es claro que existe una solución adecuada para la velocidad mecánica, si se observan las potencias de despacho en el estator y rotor del GIRD al momento de alcanzar las potencias fijadas en la red eléctrica. Esta es, la velocidad mecánica deseada mayor de las dos soluciones, ya que con ellas las potencias activas necesarias en estos devanados son menores y resultan seguras para el GIRD, en términos de los valores nominales de voltaje y corriente en estator y rotor. Es por ello que la evaluación del desempeño del controlador pasivo para las potencias fijadas en la red eléctrica se llevaron a cabo con las referencias sombreadas en los Cuadros 5.3 y 5.4, las cuales corresponden a las velocidades mecánicas deseadas mayores. Estas referencias se



Figura 5.19: Raíces de la ecuación (5.1) para velocidad de viento de 25 $\left[\frac{m}{s}\right]$

Viento	ω^*	C_p	λ	T_m	P_s^*	P_r^*	P_{RE}	Q_{RE}^*	s
$\left[\frac{m}{s}\right]$	$\left[\frac{rad}{s}\right]$		[rad]	[N-m]	[W]	[W]	[W]	[VAR]	
16	82.746	0.156	4.13	9.515	-3796.6	2796.6	-1000	200	0.7366
20	85.161	0.079	3.40	9.240	-3689.0	2689.0	-1000	200	0.7289
22	86.793	0.060	3.15	9.065	-3619.6	2619.6	-1000	200	0.7237
24	384.804	0.083	12.86	3.707	-816.41	-183.587	-1000	200	-0.2248
25	402.190	0.077	12.87	3.715	-781.1	-218.878	-1000	200	-0.2796
21	332.037	0.108	12.64	3.735	-946.2	-53.842	-1000	200	-0.0569
15	220.313	0.189	11.75	4.277	-1426.0	426.0	-1000	200	0.2987

Cuadro 5.4: Condiciones eléctricas y mecánicas derivadas de segunda solución de (5.1)

resumen en el Cuadro 5.5.

Debido a que el perfil de la velocidad del viento es constante a tramos, se puede ver en el Cuadro 5.5 que la velocidad mecánica y el par mecánico también son constantes a tramos, como se muestra en la figura 5.20. Nótese también que las potencias de despacho en la red eléctrica y la velocidad mecánica fijan el par mecánico, por lo que se controla el SGE para que no opere en el modo generación de máxima potencia activa.

Viento	ω^*	C_p	λ	T_m	P_s^*	P_r^*	P_{RE}	Q_s^*	s
$\left[\frac{m}{s}\right]$	$\left[\frac{rad}{s}\right]$		[rad]	[N-m]	[W]	[W]	[W]	[VAR]	
16	240.02	0.195	12.001	4.104	-1308.9	308.9	-1000	200	0.2360
20	314.16	0.120	12.56	3.768	-999.98	-0.020	-1000	200	-0.00002
22	349.74	0.099	12.71	3.716	-898.24	-101.757	-1000	200	-0.1133
24	384.804	0.083	12.86	3.707	-816.41	-183.587	-1000	200	-0.2248
25	402.190	0.077	12.87	3.715	-781.1	-218.878	-1000	200	-0.2796
21	332.037	0.108	12.64	3.735	-946.2	-53.842	-1000	200	-0.0569
15	220.313	0.189	11.75	4.277	-1426.0	426.0	-1000	200	0.2987

Cuadro 5.5: Diferentes condiciones de operación para el GIRD

La línea punteada en la figura 5.20 corresponde a la velocidad síncrona (314,16 $\left[\frac{rad}{s}\right]$), y la intención de especificarla en la gráfica es para enfatizar que el SGE requiere de operar, tanto en condicione *subsíncrona*, como *supersíncrona* para alcanzar las potencias especificadas en la red eléctrica con el perfil de la velocidad viento considerado. En la figura 5.21 se presentan los resultados para las potencias en la red eléctrica, donde no se alcanzan a ver los efectos de los cambios de magnitud del viento en la convergencia por el transitorio tan grande que se presenta al momento de arrancar el SGE en lazo cerrado.

Es importante reconocer que el problema del transitorio tan grande que se tiene en la figura 5.21 es una condición que en condiciones reales, implicaría un daño al prototipo experimental, por la condición tan drástica que se consideró para las condiciones iniciales de las variables de estado del sistema, las cuales fueron cero. Es claro que esta manera de arrancar al sistema no es adecuado. En un escenario real, lo que tiene que hacer es arrancar al sistema paulatinamente, hasta alcanzar condiciones nominales. Tomando en consideración esta situación, en la figura 5.22 se presenta un acercamiento de la convergencia que se tiene de las potencias de referencias en la red eléctrica, donde se puede apreciar que los transitorios que se tienen después del arranque ya no son tan grandes en magnitud y que se desvanecen rápidamente.

Es importante resaltar que en la figura 5.22 se tienen dos transitorios en 1 y 8 [s]para la potencia reactiva después del arranque, que resultan ser importantes, si se le compara con los otros. Tratando de explicar este fenómeno, se observa de la figura



Figura 5.20: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica deseada (ω^*) y par mecánico deseado (T_m^*)



Figura 5.21: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctrica con condición inicial cero

5.20, que esta condición se presenta exactamente cuando el SGE pasa de la condición *subsíncrona* a *supercíncrona* y viceversa. Por lo tanto, esta condición es especialmente importante, por lo que se tendrá buscar la manera de contrarrestar estos transitorios.



Figura 5.22: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y reactiva en la red eléctrica con condición inicial cero

Las pérdidas por efecto *Joule* que no se consideraron en el estator y rotor del GIRD se muestran en la figura 5.23, las cuales son un acercamiento, donde la primera gráfica corresponde a la suma de las pérdidas en el estator y rotor del GIRD (P_J) . La segunda y la tercera corresponden a las pérdidas en el estator (P_{sJ}) y rotor (P_{rJ}) , respectivamente. Aunque no se presenta la gráfica de la pérdida mecánica $(B\omega)$, es importante estar consiente de que existe y que se vuelve más importante mientras mayor sea la velocidad mecánica de operación.

Respecto a las pérdidas, cabe señalar que el hecho de no operar a la turbina eólica del SGE en su punto máximo de operación y que se mantiene fijo el ángulo de ataque de la turbina eólica ($\beta = 0$), implica que no se esté aprovechando toda la energía contenida en el viento. Por ello, si se pide una condición de potencia activa por debajo de la potencia máxima debida al viento, la energía excedente no se aprovecha y suministra mayor energía a las pérdidas que se tienen por efecto *Joule* (eléctricas) y mecánicas. Sin

embargo, debido a que se tienen dos condiciones de operación válidas para la velocidad mecánica para cada velocidad de viento (solución de la ecuación (5.1)), y que el análisis que se realizó en este trabajo, de cuál sería la mejor, dijo que debe ser la mayor, porque se le dio mayor importancia el proteger al GIRD, implica que las perdidas mecánicas serán mucho más importantes en cuanto la velocidad del viento vaya creciendo, no así las pérdidas eléctricas.

Para este trabajo en particular, se ve claramente en la figura 5.23 que las pérdidas por efecto *Joule* son menores, mientras mayor sea la velocidad mecánica de operación del SGE (mayor velocidad del viento de 1 a 6 [s]), no así las pérdidas mecánicas, que aquí no se presentan.



Figura 5.23: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de las pérdidas por efecto *Joule* en el estator y rotor del GIRD con condición inicial cero

Para el caso de la velocidad mecánica, en la figura 5.24 se muestra la convergencia obtenida, la cual se puede observar que es aceptable, considerando los intervalos de tiempo que se tienen para el perfil de la velocidad del viento considerado.

En la figura 5.25 se presenta un acercamiento de las potencias que se despachan en el estator del GIRD, donde se puede observar que todo el tiempo se está entregando potencia activa y que ésta varía en función de los cambios que se tienen en la velocidad



Figura 5.24: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial cero

del viento. Se puede ver también que todo el tiempo se está demandando potencia reactiva a la red eléctrica y que ésta no varía. La razón es porque la potencia reactiva despachada en la red eléctrica es un grado de libertad y fue impuesta con un valor de $\Omega_{RE}^* = 200 \ [VAR]$ todo el tiempo en la ecuación (5.1).

En la figura 5.26 se presenta un acercamiento de las potencias que se despachan en el rotor del generador después del arranque, donde se puede apreciar que la potencia activa y reactiva cambian de signo para alcanzar las potencias impuestas en el estator de la máquina y su dinámica obedece a las acciones de control necesarias para alcanzar la condición de operación especificada. Un análisis más detallado de esta figura muestra que en el intervalo de 0 a 2.5 [s] y de 8.0 a 10 [s] se demanda potencia activa y reactiva desde el rotor del generador, mientras que en el intervalo de 2.5 a 8.0 [s] se están entregando estas potencias desde el rotor. Es importante hacer notar que la potencia reactiva que se despacha en el rotor del GIRD no viene de la red eléctrica y que ésta es generada por el convertidor de potencia que está conectado directamente al rotor. Por lo tanto, desde el rotor sólo se puede despachar potencia activa hacia la red eléctrica, ya que el convertidor de potencia que está conectado directamente a ella opera a factor



Figura 5.25: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y reactiva en el estator del GIRD con condición inicial cero

de potencia unitario.

La característica de poder entregar potencia activa desde el rotor se puede explicar con la magnitud de la velocidad mecánica deseada, ya que cuando es mayor a la velocidad síncrona (condición de operación *supersíncrona*, figura 5.20), la frecuencia en el rotor es mayor a la frecuencia síncrona (50 [Hz]) por el fenómeno del deslizamiento que impera en una máquina de inducción, y con ello, se invierte el signo de la potencia activa (de positiva a negativa) que se viene despachando desde la red eléctrica (ver figura 5.26). Esta característica es la principal ventaja que tiene este tipo de SGE con respecto a los otros SGE. Para el caso en donde se demande potencia activa desde el rotor, el SGE opera en una condición *subsíncrona*, y la velocidad mecánica de operación es menor a la síncrona (ver figura 5.20).

En las figuras 5.27 y 5.28 se muestra un acercamientos de la dinámica de la corriente y el voltaje instantáneo en el estator y rotor del GIRD. En la figura 5.27 se puede observar que el voltaje en el estator es constante en magnitud y frecuencia, y que la corriente varía sólo en magnitud.

El comportamiento del voltaje se debe a que el estator del GIRD está conectado



Figura 5.26: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento de la potencia activa y reactiva en el rotor del GIRD con condición inicial cero



Figura 5.27: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase *a* en el estator del GIRD con condición inicial cero



Figura 5.28: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase *a* en el rotor del GIRD con condición inicial cero

directamente a la red eléctrica, la cual trabaja a un voltaje con magnitud y frecuencia constante. Para el caso de la corriente, su comportamiento varía por la relación que se tiene entre la potencia activa en el estator y la red eléctrica, la cual varía con la velocidad del viento. En la figura 5.28 se puede observar que la corriente en el rotor varía, tanto en magnitud, como en frecuencia. Este comportamiento es porque las variables eléctricas en el rotor son las señales de control del SGE ante los cambios de magnitud en la velocidad del viento.

En las figuras 5.29 y 5.30 se hace un acercamiento alrededor del tiempo de 8 [s] en la figura 5.27 y de 8 [s] en la figura 5.28, ya que en estos tiempos se presentan los valores máximos, tanto para la corriente en el estator, como en el voltaje y la corriente en el rotor del GIRD. Se puede apreciar que el voltaje y la corriente en el estator y rotor no exceden sus valores nominales, las cuales son: $V_s = 219,39 [V_{rms}], I_s = 2,6 [A_{rms}])$ y $(V_r = 219,39 [V_{rms}] y I_r = 2,2 [A_{rms}]$, permitiendo inferir que se puede llevar a cabo esta evaluación experimentalmente de una manera segura para el GIRD. También se puede apreciar mucho mejor en la figura 5.27 que el voltaje en el estator es constante en magnitud y frecuencia, y que la corriente varía sólo en magnitud.



Figura 5.29: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase *a* en el estator del GIRD 8 [*s*] con condición inicial cero



Figura 5.30: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase *a* en el rotor del GIRD en 9 [*s*] con condición inicial cero

Como en el caso de la primera parte de la evaluación del desempeño del controlador pasivo en la sección **5.2**, con el objetivo de evaluar el desempeño del controlador para esta condición de operación bajo una condición más realista, se consideró que el sistema arranca bajo una condición inicial diferente de cero. Esta condición de arranque permite contrarrestar la condición transitoria tan drástica que se tiene al arranque, dejando ver con mayor claridad la dinámica y las condiciones transitorias que se tienen por la velocidad del viento considerada. La dinámica del comportamiento de las variables del GIRD para esta condición de operación están exhibidas en la figura 5.31 para las potencias en la red eléctrica, la figura 5.32 para las pérdidas por efecto *Joule* en estator y rotor, la figura 5.33 para las potencias en el estator, la figura 5.34 para las potencias en el rotor y la figura 5.35 para la velocidad mecánica. Se puede ver en estas figuras que los comportamientos deseados se alcanzan satisfactoriamente bajo condiciones transitorias razonables.



Figura 5.31: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctrica con condición inicial diferente de cero

A manera de un análisis comparativo del desempeño de esta estrategia de control, bajo condiciones de velocidad de viento constante a tramos, con respecto a otras estrategias de control reportadas recientemente para el control de un SGE basado en un


Figura 5.32: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Pérdidas por efecto *Joule* en estator y rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.33: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.34: Experimento 1 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencias activa y reactiva en el rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.35: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial diferente de cero

GIRD, se puede decir que la ventaja que tiene sobre el trabajo de Monroy *et al.* (2008), la cual soluciona un problema de seguimiento, es que se hace control, tanto de potencia activa, como de reactiva, reconociendo que el problema se plantea como un problema de regulación. Para el caso del trabajo de Song & Qu (2011), donde igualmente plantean un problema de regulación y consideran condición de turbulencia en el viento, la ventaja es que se regula también la potencia reactiva y se puede operar al SGE en un punto distinto al máximo de potencia para la turbina eólica. Con respecto al trabajo de Tang *et al.* (2011), la ventaja principal es la prueba forma de estabilidad que se presenta, así como el hecho de mostrar claramente las potencias necesarias en el estator y rotor del GIRD.

5.3.2. Seguimiento de la máxima potencia y regulación de Q_{RE}

En esta sección se ilustra las características de estabilidad (convergencia) exhibida por la ley de control para cuando $T_m = T_m(\omega)$, cuando se establece que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia. Las ganancias de sintonización utilizadas para el controlador son las siguientes: $k_s = 1000$, $k_r = 100$ y $k_m = 0,01$, las cuales respetan las restricciones de diseño que aseguran la propiedad de estabilidad global y exponencial en lazo cerrado del sistema nominal no perturbado. En esta condición de operación el SGE entrega la máxima potencia activa a la red eléctrica, mientras regula la potencia reactiva que despacha a la red eléctrica a un valor deseado.

La evaluación del controlador para esta condición de operación parte de fijar el coeficiente máximo de potencia de la turbina eólica a su valor práctico ($C_p = 0,42$), la cual fija también el valor óptimo para la relación de velocidad de punta ($\lambda_{opt} = 8,0$). Con estos valores establecidos, y partiendo de que se conoce la velocidad del viento, la potencia máxima que entrega la turbina eólica ($P_{m_{max}}$) y la velocidad mecánica óptima de operación del SGE (ω_{opt}) se pueden obtener con las siguiente ecuaciones.

$$P_{m_{max}} = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3(0,42) \tag{5.2}$$

$$\omega_{opt} = \frac{8.0}{R}v \tag{5.3}$$

Si se asume que la velocidad mecánica deseada es igual a la velocidad mecánica óptima $(\omega_{opt} = \omega^*)$ y se sustituyen las ecuaciones (5.2) y (5.3) en la ecuación (4.8), se obtiene una ecuación algebraica lineal definida en la siguiente ecuación para las corrientes deseadas en el estator (i_s^*) con $T_m = T_{m_{max}} = T_{m_{max}}^*$.

$$\omega^{*} = \frac{1}{B_{r}\omega_{s}} i_{s}^{*T} u_{s} - \frac{R_{s}}{B_{r}\omega_{s}} i_{s}^{*T} i_{s}^{*} + \frac{1}{B_{r}} \underbrace{\left(\frac{1}{2}\left(\frac{0.42}{8.0}\right)\rho A R v^{2}\right)}_{T_{m_{max}}^{*}}$$
(5.4)

Si se trabajan los términos $i_s^{*T} u_s \in i_s^{*T} i_s^*$ en la ecuación (5.4) se tiene que

$$i_s^{*T} u_s = \begin{bmatrix} \frac{2}{3u_{sd}} \mathcal{P}_s^* & \frac{-2}{3u_{sd}} \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{sd} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \mathcal{P}_s^*,$$
$$i_s^{*T} i_s^* = \begin{bmatrix} \frac{2}{3u_{sd}} \mathcal{P}_s^* & \frac{-2}{3u_{sd}} \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{2}{3u_{sd}} \mathcal{P}_s^* \\ \frac{-2}{3u_{sd}} \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix},$$

la cual permite plantear la siguiente ecuación algebraica de segundo orden para \mathcal{P}_s^*

$$\mathcal{P}_s^{*2}\left(\frac{4R_s}{9\omega_s B_r u_{sd}^2}\right) - \mathcal{P}_s^{*}\left(\frac{2}{3B_r \omega_s}\right) + \left(\frac{4R_s \mathcal{Q}_s^{*2}}{9\omega_s B_r u_{sd}^2} - \frac{T_{m_{max}}^*}{B_r} + \omega^*\right) = 0 \qquad (5.5)$$

Se puede ver que la solución de la ecuación (5.5) es la potencia activa máxima que se va a despachar en el estator del GIRD para el par máximo de la turbina eólica $(T^*_{m_{max}})$. Nótese que la potencia reactiva deseada (Q_s^*) queda libre para establecer algún valor en particular, teniendo como única condición la siguiente restricción.

$$\left(\frac{-2}{3B_r\omega_s}\right)^2 - 4\left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r}\right) \left(\frac{4R_s}{9\omega_s u_{sd}^2 B_r} \mathcal{Q}_s^{*2} - \frac{T_{m_{max}}}{B_r} + \omega^*\right) > 0 \tag{5.6}$$

Para esta evaluación, el perfil de la velocidad del viento que se consideró se muestra en la figura 5.36, la cual es diferente al perfil de viento en el experimento de la sección 5.3.1. La razón de escoger este nuevo perfil de la velocidad del viento es para comparar el desempeño del controlador bajo condiciones de cambios bruscos de la velocidad del viento, en periodos de tiempos cortos y largos. También se cambió el valor del radio de la turbina eólica a 0.5 [m] para poder alcanzar condiciones supersíncronas, ya que con el radio igual a 0.8 [m] no se pudo.



Figura 5.36: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Perfil de la velocidad del viento

De acuerdo al desarrollo de la evaluación de este experimento, no se especifica una potencia activa en particular en el estator del GIRD, ya que ésta se obtendrá de la solución de la ecuación (5.5), la cual depende de la condición de par mecánico máximo y de la potencia reactiva a regular deseada. Para la potencia reactiva, la evaluación del controlador fue más demandante porque, se llevó a cabo para una condición inicial de entrega de 300 [VAR] en el intervalo de tiempo de 0 a 3 [s], cero potencia reactiva en el intervalo de 3 a 6 [s] y de 300 [VAR] de demanda en el intervalo de 6 a 10 [s] a la red eléctrica.

En la figura 5.37 se presenta la convergencia para las potencias en el estator del GIRD. Es importante resaltar que la convergencia que se tiene, tanto para la potencia activa y reactiva es aceptable. De nuevo, el mismo comentario referente a las condiciones transitorias aplica para este experimento, ya que no se puede ver con claridad la convergencia que se logra de los valores deseados después del arranque. Es por ello que en la figura 5.38 se presenta un acercamiento del error de la convergencia que se tiene de las potencias en el estator después del arranque. En esta figura se puede observar las condiciones transitorias que se tienen para cada cambio en la velocidad del viento,

las cuales no son tan importantes si se toma como referencia la condición transitoria presentada en el arrangue.



Figura 5.37: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD con condición inicial cero

En la figura 5.39 se muestra la convergencia de la velocidad mecánica del SGE. Se puede ver que la convergencia no es tan buena como en el experimento anterior, ya que se alcanza a ver que en el intervalo de 0 a 4 [s] se tienen solamente condiciones de estabilidad. Pero, en el intervalo de 4 a 10 [s], se puede ver que la convergencia mejora notablemente.

Una observación particularmente importante, respecto a lo que se puede observar de la figura 5.39, es que mientras más grande sea el intervalo de tiempo en las variaciones de las magnitudes de la velocidad del viento, mejor es la convergencia de la velocidad mecánica, como se puede en el intervalo de tiempo de 6 a 10 [s]. En la figura 5.40 se presenta la dinámica del coeficiente de potencia (C_p) y la relación de la velocidad de punta (λ) , y se muestra cómo se mantienen en sus valores óptimos de 0.42 y 8.0, respectivamente.

En la figura 5.41 se muestran, tanto la corriente, como el voltaje instantáneo en la fase a del rotor del GIRD, donde se puede ver que ambas varían en magnitud y



Figura 5.38: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Acercamiento del error en las potencias en el estator del GIRD con condición inicial cero



Figura 5.39: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial cero



Figura 5.40: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Coeficiente de potencia y relación de velocidad de punta con condición inicial cero

frecuencia por el hecho de que no se mantiene fija la potencia activa de referencia en el estator del generador.

Una situación particularmente importante es que las magnitudes de corrientes que se obtuvieron en el estator y rotor del GIRD fueron superiores a los valores nominales. Por ejemplo, para velocidades de vientos superiores a 20 $\left[\frac{m}{s}\right]$, se tienen valores eficaces superiores a 2.5 [A]. Sin embargo, a pesar de esta condición, la razón de presentar estos resultados es para mostrar la condición de operación *subsíncrona* y *supersíncrona* del SGE, para cuando se demanda y se entrega potencia activa desde el rotor del GIRD. En la figura 5.42 se muestra el despacho de las potencias en el rotor del generador, donde se puede ver que hay dos condiciones de cambio de signo para cuando la velocidad del viento supera los 20 $\left[\frac{m}{s}\right]$. Esta condición se presenta en dos ocasiones para el perfil de la velocidad de viento considerado (ver Figura 5.36).

Es importante recordar que la potencia activa que se despacha a la red eléctrica no corresponde a la potencia activa en el estator del GIRD. Pero, se sabe del Capítulo **3**, en la ecuación (3.34), que la potencia activa que se despacha a la red eléctrica para esta



Figura 5.41: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase *a* en el rotor del GIRD con condición inicial cero

condición de operación queda definida de la siguiente manera

$$P_{REMax} = P_{sMax} \left(1 - \frac{\omega_s - \omega^*}{\omega_s}\right),\tag{5.7}$$

Es por ello que en la figura 5.43 se muestra esta potencia activa, la cual es un acercamiento después del arranque del SGE. Se puede ver que la potencia activa entregada a la red eléctrica va aumentando con respecto al aumento de la velocidad del viento. Para el caso de la potencia reactiva se puede ver que la potencia despachada a la red eléctrica es directamente la potencia que se despacha desde el estator del generador, por el hecho de imponer cero potencia reactiva en el lado del convertidor *back-to-back* que va conectado a la red eléctrica.

Es claro que los resultados obtenidos para este experimento muestran que, si se desea operar el SGE bajo la condición de seguimiento de la máxima potencia activa y regulando la potencia reactiva despachada a la red eléctrica, con los parámetros escogidos para la turbina eólica, para velocidades de viento superiores a 20 $\left[\frac{m}{s}\right]$, será necesario un generador más robusto que permita manejar las magnitudes de las corrientes



Figura 5.42: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencias despachada en el rotor del GIRD con condición inicial cero

necesarias, tanto en el estator, como en el rotor de la máquina.

Como en el caso del experimento de la sección **5.3.1**, con el objetivo de evaluar el desempeño del controlador bajo una condición más realista, se consideró que el sistema arranca bajo una condición inicial diferente de cero. Esta condición de arranque permite contrarrestar la condición transitoria que se tiene en el arranque, permitiendo ver con mayor claridad la dinámica y las condiciones transitorias que se tienen por la variación escalonada en la velocidad del viento. La dinámica del comportamiento de las variables del generador bajo esta condición están exhibidas en la figura 5.44 para las potencias en el estator, la figura 5.45 para el seguimiento del coeficiente de potencia máximo y el seguimiento del valor óptimo de la relación de la velocidad mecánica, la figura 5.46 para las potencias en el rotor, la figura 5.47 para la velocidad mecánica, la figura 5.48 para las potencias que se despachan a la red eléctrica, la figura 5.49 para las corrientes instantáneas en el estator y rotor y la figura 5.50 para los voltajes instantáneos en el estator y rotor. En todas las figuras se puede ver como el comportamiento deseado es alcanzado satisfactoriamente bajo condiciones transitorias razonables para todas las variables.



Figura 5.43: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Acercamiento de las potencias que se despachan a la red eléctrica con condición inicial cero



Figura 5.44: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.45: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Coeficiente de potencia y relación de velocidad de punta con condición inicial diferente de cero



Figura 5.46: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.47: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica con condición inicial diferente de cero



Figura 5.48: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencia activa y reactiva en la red eléctrica con condición inicial diferente de cero



Figura 5.49: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Corriente instantánea en fase *a* en estator y rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero



Figura 5.50: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Voltaje instantáneo en fase *a* en estator y rotor del GIRD con condición inicial diferente de cero

De la figura 5.49 y 5.50, es importante resaltar algunas características de la dinámica que presentan, en términos de sus magnitudes, por las diferentes velocidades de viento que se consideraron. Por ejemplo, en la figura 5.49 se puede observar que las magnitudes, tanto de la corriente en el estator, como la del rotor cambian por el hecho de que la velocidad del viento y la potencia activa en el estator van cambiando. Para el caso de la frecuencia, se puede ver en la corriente del estator que se mantiene constante a 50 [Hz], mientras que en la corriente del rotor va cambiando según la frecuencia que dicta la señal de control (voltaje en el rotor). Para el caso de la figura 5.50, se puede observar que el voltaje en el estator se mantiene constante en magnitud y frecuencia, porque el devanado del estator del GIRD está conectado directamente a la red eléctrica. Para el caso del voltaje en el rotor y está regida por la potencia mecánica proporcionada por la turbina eólica, la cual depende de la velocidad del viento y de la velocidad mecánica.

Para una mayor claridad de lo que se muestra en la figura 5.49 y 5.50, se hace un acercamiento en los tiempo donde se tienen los valores máximos para el voltaje y la corriente en el estator y rotor. En las figuras 5.51 y 5.52 se muestran estos acercamientos, donde es claro que las corrientes, tanto en el estator, como en el rotor, rebasan los valores nominales de 2,6 y 2,2 [A] del GIRD, respectivamente. Para el caso del voltaje, se ve que los valores máximos se mantiene fijo al valor nominal en el estator y no rebasa el voltaje nominal en el rotor (220 [V]).

5.4. Ganancias de sintonización en el desempeño del controlador IDA-PBC

En esta sección se presenta un análisis del efecto que tienen los parámetros de sintonización en el desempeño del controlador pasivo, ya que los parámetros de sintonización del controlador en cada uno de los experimentos realizados en este trabajo son distintos, porque se buscó el mejor desempeño del controlador para cada experimento. Los parámetros de desempeño que se tomaron en cuenta fueron los transitorios y la velocidad de convergencia en los estados del sistema en lazo cerrado.

Como ejemplo del desempeño del controlador en cada uno de los experimentos, se puede ver que los resultados presentados en la sección **5.2** muestran que el desempeño



Figura 5.51: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Corriente instantánea en fase *a* en estator y rotor del GIRD alrededor de 2 [*s*] con condición inicial diferente de cero



Figura 5.52: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Voltaje instantáneo en fase *a* en estator y rotor del GIRD alrededor de 2 [*s*] con condición inicial diferente de cero

del controlador es razonable con las constantes de sintonización empleadas ($k_s = 1700$, $k_r = 1000$ y $k_m = 0.18$). Para el caso de los experimentos de la sección **5.3**, se puede observar que el desempeño del controlador es igualmente razonable con las constantes de sintonización empleadas ($k_s = 1000$, $k_r = 100$ y $k_m = 0.01$). Sin embargo, si se usan los parámetros de sintonización empleadas en la sección **5.3** en la sección **5.2** o viceversa, el desempeño del controlador se deteriora de manera importante.

Para el análisis, es conveniente recordar la relación que guardan los parámetros k_s y k_m en el diseño del controlador presentado en Batlle *et al.* (2009) $(k_s > \frac{L_{sr}^2}{4B\mu_r L_r} \|\lambda_r^*\|^2 k_m)$, la cual es una restricción para la prueba formal de las propiedades de estabilidad del controlador. En esta desigualdad, es importante hacer notar la importancia del parámetro de coeficiente de fricción (B), ya que su valor cercano a cero hace necesario que k_m sea mucho menor que k_s para que se pueda cumplir la desigualdad. Sin embargo, la ley de control reportado en el capítulo 4

$$u_r = (\omega_s - \omega))\mathbf{J}(L_{sr}i_s + L_ri_r) + R_ri_r - k_s(L_se_s + L_sre_r) - k_r(L_{sr}e_s + L_re_r) + k_m\mathbf{J}(L_si_s + L_{sr}i_r)e_m,$$

muestra que mientras más grande sea k_m , mayor es la acción que se tiene en el error de convergencia de la velocidad mecánica. Por ello, se considera un experimento en específico, sin pérdida de generalidad, para el desarrollo de un análisis numérico que permita mostrar los efectos de éste parámetro en el desempeño del controlador. El experimento es la que se reportó en la sección **5.3**. Lo que se hizo fue variar la k_m , manteniendo fijos a los otros dos parámetros de sintonización $(k_s y k_r)$.

Para el análisis numérico, se tomaron como variables las potencias en la red eléctrica y la velocidad mecánica para la medición del efecto de esta ganancia de sintonización en el desempeño del controlador. Como primer análisis, se hicieron variaciones en k_m que no violaran la desigualdad de estabilidad. En el Cuadro 5.6 se muestran los resultados obtenidos.

En el Cuadro 5.6 se presenta el efecto de las variaciones de k_m en el transitorio más alto que se tiene en las potencias en la red eléctrica, tomando como referencia el que se presenta con $k_m = 0.01$. Se puede observar en las columnas 3 y 4 que el efecto que se

Variación de k_m	k_m	\mathcal{P}_{RE}	Q_{RE}
%		%	%
0	0.01	180.4	164.9
10	0.011	180.5	164.8
20	0.012	180.5	164.1
30	0.013	180.6	163.8
50	0.015	180.7	163.0
500	0.06	183.7	145.2

Cuadro 5.6: Efecto de la variación de k_m

tiene en este transitorio no es importante. En la figura 5.53 se muestra un acercamiento del máximo transitorio de las potencias exhibidas en la red eléctrica (7 a 9 [s]).



Figura 5.53: Transitorios máximos de las potencias en la red eléctrica para variaciones en k_m

De la figura 5.53, se puede observar que el efecto en la magnitud del transitorio para la potencia activa no resulta importante, conforme se va incrementando k_m . Para el caso de la potencia reactiva, se muestra que el efecto es más visible, sin llegar a ser verdaderamente importante. Esta condiciones se pueden ver en la figura con la curva en línea punteada y de color verde, la cual corresponde a la variación máxima (500 %) en el parámetro k_m .

Para el caso de la velocidad mecánica, en la figura 5.54 se puede observar que no se logra una mejora en la velocidad de convergencia. Prácticamente, la velocidad mecánica es la misma en todas las variaciones, como lo señala la curva en color azul de en la figura.



Figura 5.54: Velocidad mecánica para las variaciones en k_m

Al observar que la velocidad de convergencia no mejora con las variaciones consideradas en el Cuadro 5.6 para k_m , se decidió incrementar el porcentaje de variación, sin importar que se violará la desigualdad de estabilidad. Los resultados obtenidos muestran que el transitorio máximo que se tiene entre 7 y 9 [s] incrementó considerablemente. En el Cuadro 5.7 se resumen los resultados que se obtuvieron, donde se muestra que se tuvieron que usar variaciones extremadamente grandes para k_m para mejorar la velocidad de convergencia de la velocidad mecánica.

En las figuras 5.55 y 5.56 se muestra la dinámica de las potencias en la red eléctrica y la velocidad mecánica para las variaciones de k_m en el Cuadro 5.7.

En la figura 5.55 se puede ver que el incremento del 100000 % es la que logró mejorar

Variación de k_m	k_m	\mathcal{P}_{RE}	Q_{RE}
%		%	%
0	0.01	180.4	164.9
10000	1.01	497.1	2766.9
100000	10.01	3225.1	20398.5

Cuadro 5.7: Efecto de la variación de k_m



Figura 5.55: Velocidad mecánica para las variaciones en k_m

notablemente la velocidad de convergencia (gráfica punteada en color verde). Pero, el precio es el transitorio tan grande que se tiene en las potencias en la red eléctrica en la figura 5.56 (gráfica punteada color verde). Además, de que esta variación invalida las dos pruebas formales de estabilidad que se tienen en este trabajo. Sin embargo, la importancia de estos resultados es que muestran lo conservador que son las pruebas de estabilidad que se tienen, ya que, a pesar de violar la restricción impuesta por la prueba de estabilidad, se pueden mostrar todavía propiedades de estabilidad. Con ello, se puede concluir que las restricciones que se tienen para las pruebas de estabilidad mostradas son suficientes, pero no necesarias.



Figura 5.56: Transitorio máximo de las potencias en el estator del GIRD para las variaciones en k_m

5.5. Integración de la dinámica del convertidor *back-to-back* en el control del SGE

En esta sección se analiza el desempeño del controlador IDA-PBC en el control del SGE cuando se integra directamente la dinámica del convertidor *back-to-back* en el lado del rotor del GIRD. Es importante resaltar que la prueba formal de estabilidad que se presentó en la sección, **4.3** y **4.4**, para el controlador IDA-PBC quedan invalidada porque no consideran la dinámica del convertidor de potencia. Sin embargo, la importancia de esta sección, desde un punto de vista práctico, radica en que se muestra que el controlador pasivo sigue mostrando un buen desempeño.

Antes de mostrar los resultados que se obtuvieron, es conveniente presentar los aspectos topológicos del convertidor *back-to-back* y explicar brevemente su principio de funcionamiento. En la figura 5.57 se muestra esquemáticamente al convertidor de potencia cuando está operando en un SGE con un GIRD, donde se observa que está conformado por dos convertidores idénticos tipo fuente de voltaje (*VSC*, por sus siglas en inglés), que se conectan a través de un bus de corriente directa (bus de CD). Las señales

de entrada a los IGBT's T_{11} a T_{16} y T_{21} a T_{26} , son señales de modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) para los convertidores VSC 1 y VSC 2.



Figura 5.57: Convertidor de potencia Back-to-Back

La principal característica de este convertidor de potencia es el de poder despachar potencia activa de manera bidireccional entre dos fuentes de potencia (red eléctrica y rotor del generador), con un desacople de la potencia reactiva en los convertidores $VSC 1 ext{ y } VSC 2$, como bien lo cita Akagi *et al.* (1984). La característica bidireccional de la potencia activa en el convertidor obedece al hecho de que los dos convertidores que lo conforman, tanto el que está conectado a la red eléctrica (VSC 1), como el que está conectado al devanado del rotor del generador (VSC 2), pueden operar como rectificador o inversor controlado, según el sentido del flujo de potencia activa que se establezca. Para los SGE's que utilizan un GIRD, esta característica es de mucha importancia, ya que en condiciones normales de operación este sistema puede demandar o entregar potencia activa desde el rotor del generador hacia la red eléctrica (operación *subsíncrona y supersíncrona*).

La característica de poder desacoplar la potencia reactiva en el convertidor *back-to-back* se debe al hecho de que en el bus de CD, donde se acoplan los dos convertidores, sólo se maneja potencia activa, haciendo con ello que la potencia reactiva que se tiene, tanto en el convertidor del lado de la red eléctrica (*VSC* 2), como en el lado del rotor del generador (*VSC* 1), sólo circulen en esos circuitos. En la figura 5.57 se señala este comportamiento con $\mathbf{q_1}$ y $\mathbf{q_2}$. Esta característica es la que permite despachar solamente

potencia activa hacia la red eléctrica desde el rotor del generador, ya que el convertidor VSC 2 se puede controlar para que regule el voltaje en el bus de CD y opere a factor de potencia unitario. Para el caso del convertidor VSC 1, este se controla para que pueda despachar la potencia activa y reactiva necesaria en el rotor, según la condición de operación deseada y los recursos eólicos que se tengan.

Estas características del convertidor *back-to-back* explotan adecuadamente los SGE's basados en un GIRD. Es por ello que, hoy en día, existe una importante línea de investigación con el objetivo de diseñar estrategias de control para este convertidor. En este sentido, según lo reportado en las literaturas especializadas, como la de Kaźmierkowski & Krishnan (2002), los esquemas de control que mayormente se utilizan son controladores de tipo proporcional-integral (PI). Sin embargo, uno de los principales inconvenientes con estos controladores son los problemas de acoplamiento que se presentan cuando se quiere controlar de forma independiente el flujo de potencia activa y reactiva.

Para fines de evaluar el desempeño del controlador IDA-PBC con la dinámica del convertidor *back-to-back*, como primer paso, es importante reconocer que las señales de control necesarias para los IGBT's del convertidor *VSC* 1, son directamente las señales de voltaje que se obtienen del controlador IDA-PBC. Por lo tanto, basta con acondicionar estas señales para generar las señales PWM necesarias para el convertidor. Este procedimiento se llevó a cabo en MATLAB/Simulink[®], a partir de considerar que se tiene regulado el voltaje en el bus de CD. Como segundo paso, se simuló la acción del convertidor *VSC* 2 con la plataforma de programación conocida como Psim[®], la cual es software de simulación de circuitos eléctricos y electrónicos por ordenador que resulta ser sencilla e intuitiva, ya que trabaja por medio de una interfaz gráfica que permite dibujar los esquemas de los circuitos que se desea simular. Otra de las característica importante de este software es que puede acoplarse directamente con el MATLAB/Simulink[®], explotando así las ventajas de los dos programas para la simulación y control del SGE.

Para dimensionar el convertidor VSC1, se tomó como referencia la potencia máxima de despacho en el rotor del generador, y con base en ella, se fijó el voltaje en el bus de CD. En el Cuadro 5.8 se resumen los parámetros para este convertidor.

$R_{recti} = 1[\Omega]$
$L_{rect} = 5[mH]$
$V_a = \frac{380}{\sqrt{3}} = 220[V]$
$I_a = \frac{1500}{3*220} = 2,28[A]$
$R_{Carga} = \frac{(650)^2}{1500} = 2,81,6[\Omega]$
$f_{conmut} = 20[kH]$
$C_{BusCD} = 5000[\mu F]$

Cuadro 5.8: Parámetros de dimensionamiento para el rectificador

El control para el convertidor VSC1 tiene como objetivos operar a factor de potencia unitario, regular el voltaje del bus de CD a 650 [V] y por último, drenar como máximo una potencia de 1500 [W] hacia el convertidor VSC2. Para el diseño del controlador, se utilizó una estrategia de control que se conoce como control desacoplado de potencia, la cual está reportado por Zhaoqing *et al.* (2004) y utilizada en Alcalá (2012). Esta estrategia se basa en controladores PI's, con términos que cancelan las no linealidades en el modelo del convertidor, para así desacoplar las componentes activas y reactivas de las corrientes para el control de la potencia activa y reactiva en la región lineal de operación del convertidor.

Para la evaluación del controlador IDA-PBC con el convertidor de potencia *back-to-back*, se consideraron las mismas condiciones de operación que se presentaron en la sección **5.2** y **5.3** para el SGE. Sin embargo, las ganancias de sintonización ya no son las que se utilizaron en estas secciones. La razón es porque con esos parámetros de sintonización no se tenía un buen desempeño del controlador. Por eso se buscaron otras ganancias de sintonización que igualmente respetaran la restricción impuesta por la prueba de estabilidad, y se vio que las ganancias utilizadas en la sección **5.1** dan un buen resultado ($k_s = 1700$, $k_r = 1000$ y $k_w = 0.18$). Es por ello que se utilizaron estos para todos los experimentos de esta sección.

5.5.1. SGE con *back-to-back* a $T_m = Cte$

Para este caso, la evaluación se llevó a cabo con la última condición de operación presentada en la sección **5.2**, donde la condición inicial se fijó de tal manera que el generador está operando en $\mathcal{P}_s^* = -1250 \ W \ con \ \Omega_s^* = -1150 \ VAR$, mientras que el valor deseado final para las potencias fue de $\mathcal{P}_s^* = -1400 \ W$, con $\Omega_s^* = -1050 \ VAR$. El par mecánico fue de $T_m = 5 \ [N-m]$. Para la condición de operación considerada, la potencia activa en el convertidor *back-to-back* fluye desde el rotor del generador hacia la red eléctrica, por lo tanto, el primer convertidor (*VSC* 1) opera como rectificador y el segundo convertidor (*VSC* 2) opera como inversor.

La dinámica del comportamiento de las variables para este experimento están exhibidas en la figura 5.58 para las potencias en el estator del generador, la figura 5.59 para las potencias en el rotor del generador, la figura 5.60 para la velocidad mecánica y la figura 5.61 para un acercamiento de la regulación del voltaje en el bus de CD del convertidor *back-to-back*.



Figura 5.58: Experimento 4 ($T_m = cte$). Potencia en estator incluyendo el convertidor *back-to-back* con condición inicial diferente de cero

En las figuras 5.58 y 5.59 se puede observar claramente la acción de las señales PWM



Figura 5.59: Experimento 4 $(T_m = cte)$. Potencia en rotor incluyendo el convertidor *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.60: Experimento 4 $(T_m = cte)$. Velocidad mecánica incluyendo el convertidor *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.61: Experimento 4 ($T_m = cte$). Acercamiento del voltaje en el bus del back-toback

en el control IDA-PBC, originadas a partir de una señal portadora (señal triangular) que oscila entre 1 y -1, ya que se tienen señales conmutadas para las potencias, tanto en el estator como en el rotor, si se le comparan con los resultados obtenidos sin la acción del convertidor *back-to-back* (ver figura 5.13). Sin embargo, es importante hacer notar que gráficamente se puede ver que el promedio de estas señales conmutadas se mantienen cerca de las referencias de potencia en el estator (96 % aproximadamente), señaladas con la línea en roja en la figura 5.58. Para el caso de la figura 5.59, las líneas negras sirven únicamente como referencia para indicar el signo de las potencias en el rotor.

En la figura 5.60 es más notorio el hecho de que el promedio de las señales para las potencias en el estator no convergen a los valores deseados, ya que se observa claramente un error en estado estacionario para la velocidad mecánica en el intervalo de 6 a 10 s, situación que no se presenta en los resultados donde no se consideró la dinámica del convertidor (ver figura 5.14). La razón del porqué se consideró mayor tiempo de simulación para este experimento, en comparación a los resultados presentados en la sección **5.2**, es para señalar con seguridad el error en estado estacionario en la convergencia de

la velocidad mecánica, la cual impacta en la convergencia de las demás variables.

Es importante señalar que la convergencia exhibida en la figura 5.61 para la regulación del voltaje del bus de CD es aceptable, por lo que el problema del error en estado estacionario de las variables del GIRD no se le puede relacionar con la dinámica del convertidor VSC 2. Por lo tanto, este problema se puede atribuir a cuestiones de sintonización del controlador IDA-PBC o a la dinámica del convertidor VSC 2, que inicialmente no se tomó en cuenta en el diseño del controlador pasivo.

5.5.2. SGE con *back-to-back* a $T_m = T_m(\omega)$

Para este caso, la evaluación del desempeño del controlador pasivo cuando se integra la dinámica del convertidor *back-to-back* se llevó a cabo con los mismos experimentos presentados en la sección **5.3.1** y **5.3.2** para condiciones iniciales diferentes de cero. La dinámica del comportamiento de las variables cuando se regula la potencia activa y reactiva en la red eléctrica están exhibidas en la Figura 5.62 para las potencias en la red eléctrica, la figura 5.63 para las potencias en el estator del generador, la figura 5.64 para las potencias en el rotor del generador, la figura 5.65 para la velocidad mecánica, y la figura 5.66 para un acercamiento de la regulación del voltaje en el bus de CD del convertidor *back-to-back*.

Como primera observación importante se tiene que en todas las figuras presentadas para este caso se tienen señales conmutadas por la acción de los IGBT's de cada uno de los convertidores del *back-to-back*, sin embargo, se puede observar que el promedio de estas señales convergen de manera adecuada a las referencias. Otra situación particularmente importante es el resultado de la figura 5.65, la cual muestra que la convergencia que se tiene para la velocidad mecánica es prácticamente igual a la que se tiene cuando no se tomó en cuenta la dinámica del convertidor de potencia (ver figura 5.35), mostrando con ello que el desempeño del controlador IDA-PBC en el control del SGE no se ve afectado al considerar el convertidor de potencia. Este resultado contrarresta una de las posibles justificaciones inferida para explicar el error en estado estacionario que se tiene cuando el par mecánico es constante, la cual tiene que ver con que la dinámica no modelada del convertidor VSC 2 pueda estar afectando el desempeño del controlador en la convergencia de la velocidad mecánica. Si se consideran los resultados



Figura 5.62: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctrica incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.63: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.64: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.65: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Velocidad mecánica del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.66: Experimento 1 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje en el bus de cd del back-to-back

que se obtuvieron en este experimento, se puede decir que esta situación se debe a un problema de sintonización del controlador IDA-PBC. Para el caso de la dinámica del voltaje en el bus de CD, se puede ver en la figura 5.66 que la convergencia que presenta es satisfactoria.

Para el caso cuando se establece que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia, con regulación de la potencia reactiva, la dinámica del comportamiento de las variables están exhibidas en la figura 5.67 para las potencias en el estator, la figura 5.68 para el seguimiento del coeficiente de potencia máximo y el seguimiento del valor óptimo de la relación de la velocidad de punta, la figura 5.69 para las potencias en el rotor, la figura 5.70 para la velocidad mecánica, la figura 5.71 para las potencias que se despachan a la red eléctrica y la figura 5.72 para un acercamiento de la regulación del voltaje en el bus de CD del convertidor *back-to-back*. En todas las figuras se puede ver que prácticamente se tiene el mismo comportamiento que en la sección **5.3.2**, para condiciones iniciales diferentes de cero (figura 5.44 a figura 5.50), sólo que las dinámicas de las variables presentan comportamientos conmutados por la acción del convertidor de las variables para esta sección, del convertidor de las de las variables para esta sección del convertidor de las de las variables para esta sección del convertidor de las de convertidor de las de las variables para esta sección del convertidor de las de las variables para esta sección de las de las variables para de las d

el promedio de cada una de las señales exhibe una convergencia aceptable con los valores deseados. Con estos resultados, se puede decir con certeza que el problema del error en estado estacionario para cuando se integró la dinámica del convertidor de potencia a par mecánico constante, se debe a cuestiones de sintonización del controlador IDA-PBC.



Figura 5.67: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Potencia activa y reactiva en el estator del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero

Como resultado importante de esta sección, se puede ver que a pesar de incluir la dinámica del convertidor, sin considerarlo en el diseño del controlador IDA-PBC, el desempeño mostrado del controlador pasivo fue satisfactorio, ya que el comportamiento deseado para cada condición operación evaluada fueron alcanzadas bajo condiciones satisfactorias. Con base en estos resultados, se abrió el trabajo de implementar experimentalmente este controlador. Para ello, se diseñó y se trabajó en la construcción de un prototipo experimental para emular el SGE.

El prototipo se construyó desde cero y se alcanzaron a hacer pruebas en lazo abierto. Sin embargo, no se alcanzó a probar el prototipo con el controlador IDA-PBC porque faltó resolver varios problemas todavía. Uno de los problemas más importantes, tiene que ver con la operación del convertidor de potencia, ya que el control del convertidor VSC 2 no opera adecuadamente cuando se quiere operar al SGE a voltajes de fase



Figura 5.68: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Coeficiente de potencia y relación de velocidad de punta incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.69: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en el rotor del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.70: Experimento 2 $(T_m = T_m(\omega))$. Velocidad mecánica del GIRD incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.71: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Potencia activa y reactiva en la red eléctrica incluyendo el *back-to-back* con condición inicial diferente de cero



Figura 5.72: Experimento 2 ($T_m = T_m(\omega)$). Acercamiento del voltaje en el bus de cd del back-to-back

superiores a 20 [V] para el convertidor (ver figura 5.57). En el análisis realizado para buscar el origen de este problema, se encontró que el convertidor VSC 2 opera en el límite de su región de operación lineal cuando se tiene conectado el rotor del generador al convertidor VSC 1 (ver figura 5.57) y se va incrementando paulatinamente el voltaje de fase para el convertidor VSC 2, entonces, es comprensible que el controlador implementado para el VSC 2 deje de operar adecuadamente. Si se toma en cuenta que en condiciones de estado estable para el SGE el voltaje de entrada para este convertidor es de $\frac{380}{\sqrt{(3)}}$ [V], este problema resulta importante para la implementación del controlador IDA-PBC.

Otro de los problemas que faltó por trabajar es la instrumentación del sensado de la velocidad mecánica y la estimación del par mecánico, las cuales son trabajos fundamentales en la implementación del controlador. En el apéndice **A** se presenta el trabajo realizado para el desarrollo del prototipo, donde se muestran las diferentes etapas que se realizaron para la construcción del prototipo experimental. También se muestra el prototipo en lazo abierto, donde se ve la integración de cada uno de los subsistemas.

5. Evaluación del controlador
Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones

En esta tesis se demostró que el controlador propuesto por Batlle *et al.* (2009) puede aplicarse directamente para resolver el problema de regulación de potencias entre un SGE y la red eléctrica. Esta conclusión es válida, tanto para el desempeño en un escenario dinámico, como para una perspectiva de implementación práctica.

En la primera parte del trabajo, el procedimiento seguido para la evaluación del esquema de control involucra condiciones típicas de operación para un generador de este tipo y los resultados obtenidos permitieron ilustrar las propiedades de estabilidad (convergencia) de la ley de control, incluyendo condiciones extremas (condiciones iniciales cero) y condiciones más prácticas (condiciones iniciales diferentes de cero). Además, se mostró que para todos los regímenes de operación de las condiciones requeridas para el generador así como para el convertidor de potencia requerido (*back-to-back*) para operar la máquina, corresponden a sistemas estándares que fácilmente puede ser obtenidas en un contexto práctico. Para esta parte del trabajo quedó por desarrollar un trabajo de investigación más profunda con el objetivo de superar la suposición de tener constante el par mecánico que se suponía era entregado por algún primo motor estándar, para ampliar la posible aplicación de este controlador en un SGE interconectado a la red eléctrica.

Este trabajo de investigación se llevó a cabo y corresponde a la segunda parte de la tesis, donde evaluó el controlador pasivo y se demostró mediante pruebas formales de

estabilidad que puede aplicarse directamente para resolver el problema de regulación de potencias entre un SGE y la red eléctrica, bajo restricciones que fueron debidamente justificadas desde un punto de vista práctico. Para esta parte del trabajo, se diseñaron dos experimentos donde se puso como prioridad el tener condiciones de operación seguras para el GIRD. Para el caso en el que se operó al SGE en un modo de regulación de potencia activa y reactiva en la red eléctrica, los resultados de simulación mostraron que el objetivo de control y las prioridades de seguridad de operación del generador se alcanzaron de manera satisfactoria. Para el caso en el que se operó al SGE en un modo de máxima de potencia, el objetivo de mostrar las propiedades de estabilidad (convergencia) si se cumplieron satisfactoriamente, no así, el de operar de manera segura al GIRD, ya que a velocidades de viento superiores a 20 $\left[\frac{m}{s}\right]$ las condiciones de corrientes necesarias fueron superiores a las nominales del generador, tanto en el estator, como en el rotor, justificando con ello la robustez en los devanados de los GIRD que se utilizan en los SGE comerciales.

De los resultados que se obtuvieron, tanto para la primera, como para la segunda parte del trabajo, muestran que el resultado de estabilidad se cumplió de manera satisfactoria. Sin embargo, si se analizan desde una perspectiva del desempeño que presentan, es claro que la velocidad de convergencia que se tiene en todos los experimentos numéricos presentados es cuestionable, si se compara con los resultados reportados en la sección 4,5 del trabajo de Batlle et al. (2009). De entrada se trató de resolver el problema mediante la propuesta de otros parámetros de sintonización, pero en la búsqueda de estos, se encontró que la única manera de poder alcanzar velocidades de convergencia mayores, incluso, superiores a las reportadas en Batlle et al. (2009), era imponer valores muy grandes para el parámetro de sintonización k_m en el controlador pasivo. El problema con ello es que se invalidan las pruebas formales de estabilidad que se tienen, va que se viola una de las restricciones impuesta por las pruebas de estabilidad. Sin embargo, a pesar de que la prueba formal de estabilidad queda invalidada, los resultados que se tienen muestran que la condición de estabilidad se preserva, incluso, se logra mostrar propiedades de estabilidad más fuertes. Pero el precio que se paga son los transitorios tan grandes que se presentan, las cuales no se pueden justificar de ninguna manera en un contexto práctico. Pero más allá de estos resultados, se considera que lo verdaderamente importante del ejercicio de buscar una mejor sintonización

para el controlador, incluso, a pesar de violar la restricción de estabilidad, es el hecho de que se muestra que la prueba de estabilidad que se tiene es conservadora y que no captura totalmente todas las propiedades de estabilidad del sistema. De hecho, cuando se integró la dinámica del convertidor de potencia (*back-to-back*), acción que también invalida las pruebas de estabilidad porque no se consideró su dinámica en las pruebas, los resultados que se tienen son igualmente satisfactorios. Con ello, se sigue mostrando lo conservadora que son las pruebas de control que se tienen.

Como un resultado particularmente importante, se presenta un análisis del balance de potencia que se tiene en un SGE para una condición de operación en particular. En el estudio se prueba que toda la potencia activa que se entrega a la red eléctrica es la potencia mecánica entregada por la turbina eólica, menos todas las pérdidas presentes en el proceso de conversión de energía.

Es importante mencionar que se trabajó de manera importante para implementar experimentalmente la ley de control pasivo, pero no se alcanzó a terminar el prototipo experimental. Sin embargo, el avance obtenido fue lo suficientemente importante para asentar las bases para el desarrollo total del prototipo. Dentro de los trabajos realizados se tienen el diseñó y se construcción de convertidor de potencia *back-to-back*, la selección y adquisición de las máquinas eléctricas (GIRD y una máquina de CD) y la instrumentación de todo el sistema para una capacidad nominal de 3 [kW]. Se alcanzaron a hacer pruebas en lazo abierto pero los problemas que se presentaron con el convertidor de potencia fueron atrasando el avance. El desarrollo de diseño del prototipo y los trabajos realizados se presentan en el apéndice **A**.

6.2. Líneas de investigación abiertas y trabajos futuros

Existen varios puntos que deben de ser analizados con respecto al comportamiento mostrado por el controlador pasivo en términos de sus propiedades de estabilidad y de desempeño. En primer lugar, la restricción impuesta por la prueba de estabilidad, donde el coeficiente de fricción restringe la posibilidad de lograr una mejor sintonización para el controlador en términos de convergencia y desempeño. Por lo tanto, se considera como trabajo futuro el rediseño del controlador pasivo para independizar la prueba de estabilidad del inverso del coeficiente de fricción. Esta tarea no es fácil, ya que la filosofía de la técnica está muy ligada a los aspectos físicos del sistema. Otra tarea que queda pendiente es el de justificar, de alguna manera, los resultados que se tienen cuando se viola una de las restricciones que se tienen para la prueba de estabilidad, para así volver menos conservadoras las pruebas de estabilidad que se tienen.

Con respecto a las consideraciones que se hicieron en el trabajo, es claro que hay mucho por hacer todavía. Por ejemplo, en el diseño del controlador no se consideró la dinámica del convertidor de potencia, sin embargo, se mostró que logran resultados satisfactorios. En este sentido, Song & Qu (2011) publicó una estrategia de control pasivo basado en una representación *Hamiltoniana* donde si consideran la dinámica del convertidor *back-to-back*. Como trabajo futuro queda considerar la dinámica del convertidor de potencia en el diseño del controlador pasivo.

Respecto a la consideración de que la velocidad del viento es conocida y constante a tramos, hay mucho trabajo por hacer todavía, a pesar de que prácticamente se consideró aceptable si se ve a la turbina eólica como un filtro paso bajo. Por ejemplo, se sabe que en el área de investigación de las turbinas eólicas, uno de los retos es el de poder estimar el viento. Es por ello que queda como trabajo futuro el diseño de una estrategia de estimación de este fenómeno que pueda acoplarse adecuadamente al controlador pasivo que se tiene. Con ello, se logrará prescindir del anemómetro y erradicar las incertidumbres por la medición directa del viento. Respecto a la consideración de que la velocidad de viento es constante a tramos, se sabe del trabajo de Boukhezzar *et al.* (2006) que el efecto de la turbulencia presentada entre cada registro de la velocidad de viento, tiene efectos en el SGE. A pesar de que en las evaluaciones del desempeño del controlador que se hicieron en este trabajo consideraron intervalos de tiempo del orden de segundos para la velocidad del viento, sería importante, como trabajo futuro, evaluar este fenómeno en el controlador pasivo propuesto.

6.3. Publicaciones generadas

A continuación se enumeran los productos de esta investigación, las cuales son un trabajo sometido a una revista internacional, tres trabajos en congreso nacional y un trabajo de proyecto terminal de titulación dirigido en la Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapotzalco.

- \$\lapha I. López-García, G. Espinosa-Pérez, H. Siguerdidjane and A. Dòria-Cerezo, On the Passivity-based Power Control of a Doubly-fed Induction Machine que está sometida en la revista International Journal of Electrical Power and Energy Systems (Elsevier). Aceptado.
- \$\langle I. López-García, G. Espinosa-Pérez y V. Cárdenas, Control de flujos de potencia en sistemas de generación eólicos basados en pasividad, Asociación de México de Control Automático 2011, AMCA, Saltillo-Coahuila 2011, 3 al 7 de Octubre de 2011, Memorias en USB.
- \$\langle I. López-García, G. Espinosa-Pérez, V. Cárdenas y H. Siguerdidjame, Análisis de un controlador pasivo para una máquina de inducción de rotor devanado operando en un sistema eólico, Asociación de México de Control Automático 2010, AMCA, Puerto Vallarta 2010, 6 al 8 de Octubre de 2010, Memorias en CD-ROM.
- \$\langle I. López-García, V. M. Jiménez, E. Campero y G. Espinosa-Pérez, Passivity Based Control of Doubly-Fed Induction Generators in Wind Systems, IEEE Electronics, Robotics and Automative Mechanics Conference, CERMA, 2010, Cuernavaca, Morelos, 28 de Septiembre al 1 de Octubre, Memorias en Extenso (IEEE xplore)
- Victor Manuel Jiménez Mondragón, Proyecto Terminal Análisis de Sistemas de Control no Lineal para Generadores de Inducción de Rotor Devanado Operando en Sistemas de Aerogeneración para obtención de título de Ingeniero Electricista de la Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapotzalco, Enero de 2010. Asesor: I. López-García y E. Campero.
- \$\langle I. López-García, G. Espinosa-Pérez, Control basado en Pasividad para Regulación de potencias en Sistemas de Generación Eólicos, Asociación de México de Control Automático AMCA-2012, Ciudad del Carmen Campeche México, 17 al 19 de Octubre de 2012. Aceptado.
- \$\langle I. López-García, E. Campero, G. Espinosa-Pérez, Análisis de un Sistema de Generación Eólico Interconectado a la Red Eléctrica, II Congreso Cubano de Ingeniería Eléctrica II CCIE-2012, La Habana, Cuba, 26-30 de Noviembre de 2012. Aceptado.

 I. López-García, G. Espinosa-Pérez, Control Basado en Pasividad para la Regulación de Potencias en un Sistema de Generación Eólico, 15th Latinamericana Control Conference CLCA-2012, Lima Perú del 23-26 de Octubre de 2012. Aceptado.

Apéndice A

Prototipo Experimental

A.1. Prototipo Experimental

En este apéndice se va a presentar el trabajo realizado en el diseño y desarrollo del prototipo experimental para emular un Sistema de Generación Eólico (SGE), con el objetivo de probar experimentalmente el desempeño del controlador IDA-PBC reportado en la tesis. En la figura A.1 se muestra un esquema general del prototipo, donde se detallan cada uno de los componentes que lo conforman, junto con sus datos técnicos.



Figura A.1: Esquema del prototipo experimental del SGE

El primer paso que se llevó a cabo para el desarrollo del prototipo fue el dimensionamiento del SGE, la cual se acordó que fuera de 3 [kW]. La justificación de esta potencia tiene que ver con las exigencias actuales para resultados experimentales donde se evalúen esquemas de control para este tipo de sistemas. Con la potencia fijada, se pasó al trabajo de seleccionar, cotizar y comprar el Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD), la máquina de corriente directa, que emulará la potencia mecánica entregada por la turbina eólica, y una base universal para el correcto montaje de las máquinas. En la Figura A.2 se muestran, tanto las máquinas, como la base universal, las cuales son de la marca *De Lorenzo Group*[®].



Figura A.2: Elementos de maqueta experimental

Los datos técnicos del GIRD son 220/380 [V] - 11.8/6.8 [A], para una conexión delta (Δ) y estrella (Υ) en el estator, respectivamente. Para el rotor, los datos son 380 [V] - 5.5 [A], y viene conectado en estrella (Υ) por fabricación. Para el caso de la máquina de corriente directa, los datos son 220 [V] en armadura y 220 [V] - 1.4 [A], con velocidad nominal de 1500 [rpm]. Es importante aclarar que los resultados presentados en la tesis corresponden a un GIRD diferente, ya que no se determinaron los parámetros del GIRD de 3 [kW].

Como segundo paso, la cual resultó el trabajo más demandante, se diseñó y construyó el convertidor de potencia *back-to-back*. Para ello, como primer paso se dimensionó el convertidor, acordando que el bus de CD fuera de 650 [V], para despachar la potencia nominal en el rotor del generador. Es importante aclarar que el trabajo de desarrollo del convertidor de potencia, se tomó como base el trabajo doctoral de Alcalá (2012). La construcción se realizó en el Laboratorio de Calidad de Energía y Control de Motores del posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí (UASLP). Del trabajo de Alcalá (2012), se tomaron los diseños de las tarjetas electrónicas y se adecuaron para manejar los niveles de potencia requeridas (3 [kW]).

Para la construcción del convertidor de potencia, fue necesario armar seis tarjetas electrónicas. Dos tarjetas correspondientes a cada uno de los convertidores tipo fuente de voltaje (VSC 1 y VSC 2). Una tarjeta auxiliar para generar las señales PWM y tres tarjetas auxiliares para manejar los tiempos muertos en las señales PWM para los IGBT's de cada convertidor, la cuales son fundamentales para evitar cortocircuitos al momento de que los convertidores estén en funcionamiento. También se construyeron tres bobinas para el acoplamiento de la red eléctrica con el convertidor VSC 1. En la figura A.3 se muestran las tarjeta armadas, junto con las tres bobinas.



Figura A.3: Tarjetas e Inductor de Potencia

En la figura A.4 se muestra el diagrama del inversor, en la figura A.5 se muestra el diagrama de la tarjeta auxiliar para generar las señales PWM y en la figura A.6 se muestra el diagrama de la tarjeta de auxiliar para manejar los tiempos muertos.

En las figuras A.7 y A.8 se muestran las etapas de pruebas para las tarjetas de tiempo muerto y la tarjeta para generar las señales PWM, las cuales se hicieron a una frecuencia de 5.7 [kHz] para la señal portadora (triangular). En la figura A.8 se muestra la prueba que se realizó cuando se acoplaron las tarjetas de tiempo muerto con la tarjeta generadora de las señales PWM.

Las pruebas realizadas a las tarjetas de tiempo muerto y la de PWM son importantes



Figura A.4: Diagrama del inversor para cada una de los convertidores de voltaje tipo puente

porque son las pruebas preliminares para probar las tarjetas de los convertidores tipo fuente, mostradas en la figura A.10.

Las pruebas realizadas a los convertidores se llevaron a cabo con una tarjeta de adquisición de datos conocido como dSPACE[®], modelo 1103, que permite al sistema físico interactuar con el lenguaje de programación de MATLAB/Simulink[®]. Aquí es importante resaltar que se adquirió específicamente una dSPACE[®], modelo 1104, para el desarrollo del prototipo, pero al momento de realizar las pruebas a los convertidores tipo fuente, se presentaron varios problemas en el proceso de compilación, lo cual hizo que se utilizara la dSPACE[®]-1103. En la figura A.11 se muestra la etapa de las pruebas realizadas a los convertidores tipo fuente. Para este caso, se muestra la prueba cuando el convertidor superior está operando como inversor. Para el caso cuando se opera como



Figura A.5: Diagrama de la tarjeta auxiliar para generar señales PWM

rectificador, las pruebas realizadas también fueron satisfactorias.

Superadas estas pruebas en el desarrollo del convertidor de potencia, se procedió a acoplar las máquinas eléctricas al convertidor. Para ello, fue necesario realizar acciones de acondicionamiento de niveles de voltaje, ya que el voltaje necesario para la conexión en estrella en el rotor del GIRD es de $\frac{380}{\sqrt{(3)}} \approx 220 [V]$ por fase, y la red nacional no maneja este nivel de voltaje por fase (127 [V]). Para ello, fue necesario emplear tres transformadores monofásicos, conectado en Δ - Δ , como se muestra en la figura A.1. La conexión del primario del transformador trifásico fue conectada a la red eléctrica, vía un autotransformador, con una capacidad de 15 [kW]. Para la alimentación de la máquina de corriente directa, fue necesaria una fuente de corriente directa, la cual estaba disponible en el laboratorio. En las figuras A.12 - A.14 se muestra el armado total del prototipo y la operación en lazo abierto, donde se pueden apreciar las máquinas eléctricas, los transformadores, el convertidor de potencia, la dSPACE[®], la PC y todos los aparatos de medición utilizadas. Cabe mencionar que en las pruebas realizadas en



Figura A.6: Diagrama de la tarjeta auxiliar para generar los tiempos muertos



Figura A.7: Prueba de tarjetas de tiempo Muerto

lazo abierto, se presentó un problema con el control del convertidor VSC 2 (la que va conectado a la red eléctrica), ya que no se pudieron hacer pruebas a valores nominales porque la regulación del bus de CD se perdía cuando el voltaje de entrada superaba los



Figura A.8: Prueba de tarjeta generadora de señales PWM



Figura A.9: Prueba de la tarjeta generadora de las señales PWM y de Tiempo Muerto



Figura A.10: Tarjetas e inductor de Potencia



Figura A.11: Conexión de tarjetas para prueba de los convertidores tipo fuente



20 [V]. Este problema no se ha resuelto todavía.

Figura A.12: Prototipo en operación en lazo abierto



Figura A.13: Prototipo en operación en lazo abierto

Es importante señalar que la fuente de CD, el autotransformador, la dSPACE[®], la computadora y todos los aparatos de medición (puntas de corriente, puntas aisladas, osciloscopio, multímetro) fueron proporcionados por el Laboratorio de Calidad de Energía y Control de Motores de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí. Es importante hacer notar también que fue necesario hacer cinco sensores de voltaje para mediciones de tensión necesarias en diferentes puntos del prototipo.



Figura A.14: Prototipo en operación en lazo abierto

Si se toma como base los resultados obtenidos hasta esta etapa en el trabajo del prototipo experimental, es claro que falta mucho por hacer todavía. Por ejemplo, de los trabajos fáciles que falta por hacer es la instrumentación del sensado de la velocidad mecánica. Ya se adquirió un encoder incremental para este fin. Otro trabajo que falta por hacer, y que es de mucha importancia para la implementación del control, es la estimación del par mecánico que puede hacerse a través de un lazo de control Proporcional-Integral (PI) externo alrededor del error de la velocidad mecánica. Por último, si se observa la alimentación propuesta para la máquina de CD en la figura A.1, se puede ver que se proponen dos maneras de hacerlo. Uno de ellos es conectar directamente la fuente de CD, que es el modo de operación que se usó para las pruebas en lazo abierto del prototipo, la otra es alimentar la máquina vía un convertidor controlado que permita emular de una mejor manera la turbina eólica. Para ello, será necesario diseñar una estrategia de control para la máquina de CD que permita entregar par mecánicos diferentes para emular mejor la acción variante en la velocidad del viento.

Referencias

- ACKERMANN, T. (2006). Wind power in power systems. Wind Engineering, 30, 447–449. 31
- AKAGI, H., KANAZAWA, Y. & NABAE, A. (1984). Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 625–630. 34, 35, 36, 110
- AKAGI, H., WATANABE, E. & AREDES, M. (2007). Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning, vol. 31. Wiley-IEEE Press. 32, 33
- ALCALÁ, J. (2012). Estudio de Convertidores back-toback. Tesis de Doctorado en Ingeniería Eléctrica, UASLP, San Luis Potosí. México, clasif.: 112, 132, 133
- BARROS, L., MOTA, W. & MOURA, D. (2006). Matrix method to linearization and state space representation of power systems containing doubly fed induction machines operating as wind generators. In *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC'06. IEEE/PES*, 1–6, IEEE. 4
- BATLLE, C., DORIA-CEREZO, A., ESPINOSA-PEREZ, G. & ORTEGA, R. (2009). Simultaneous interconnection and damping assignment passivity-based control: the induction machine case study. *International Journal of Control*, 82, 241–255. 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 21, 45, 47, 53, 54, 56, 105, 125, 126
- BIANCHI, F., DE BATTISTA, H. & MANTZ, R. (2007). Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Springer Verlag. 2, 7, 28, 29

- BOUKHEZZAR, B., SIGUERDIDJANE, H. & HAND, M. (2006). Nonlinear control of variable-speed wind turbines for generator torque limiting and power optimization. *Journal of Solar Energy Engineering*, **128**, 516. 7, 27, 28, 42, 128
- BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N. & BOSSANYI, E. (2001). Wind Energy. Wiley Online Library. IX, 7, 26, 28, 29
- DATTA, R. & RANGANATHAN, V. (2002). Variablespeed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **17**, 414–421. 3, 4
- DE LEON-MORALES, J., ESPINOSA-PÉREZ, G. & MACIAS-CARDOSO, I. (2002). Observer-based control of a synchronous generator: a hamiltonian approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 24, 655–663. 3
- DEPENBROCK, M. (1988). Direct self-control (dsc) of inverter-fed induction machine. *IEEE Transac*tions on Power Electronics, 3, 420–429. 5
- ESPINOSA-PÉREZ, G., MAYA-ORTIZ, P., VELASCO-VILLA, M. & SIRA-RAMIREZ, H. (2004). Passivitybased control of switched reluctance motors with nonlinear magnetic circuits. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, **12**, 439–448. 3
- GOKHALE, K., KARRAKER, D. & HEIKKIL, S. (2002). Controller for a wound rotor slip ring induction machine. US Patent 6,448,735. 4
- HEIER, S. & WADDINGTON, R. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. Wiley Hoboken. 23, 26
- KAŹMIERKOWSKI, M. & KRISHNAN, R. (2002). Control in Power Electronics: Selected Problems. Academic Pr. 8, 23, 111
- KHALIL, H. (2002). Nonlinear Systems. Prentice hall Upper Saddle River, NJ. 3, 5, 13, 52
- KONOPINSKI, R., VIJAYAN, P. & AJJARAPU, V. (2009). Extended reactive capability of dfig wind parks for enhanced system performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24, 1346–1355. 4

- KRAUSE, P., WASYNCZUK, O. & SUDHOFF, S. (2002). Analysis of electric machinery and drive systems. New York. 23, 24, 25, 39, 41, 48
- KUNDUR, P., BALU, N. & LAUBY, M. (1994). Power system stability and control, vol. 4. McGraw-hill New York. 23, 31
- Le GOURIÉRÈS, D. (1982). Wind Power Plants: Theory and Design. Pergamon Press. 8, 28, 74
- LEONHARD, W. (1996). Control of Electrical Drives. Springer-Verlag New York, Inc. 4, 24
- LÓPEZ, I., ESPINOSA, G., G., C. & H., S. (2010a). Análisis de un controlador pasivo para una máquina de inducción operando en un sistema eólico. In Congreso Nacional de la Asociación de México de Control Automático, AMCA, 1–6, IEEE. 10
- LÓPEZ, I., JIMÉNEZ, V.M., CAMPERO, E. & ESPINO-SA, G. (2010b). Control basado en pasividad para máquinas de inducción de rotor devanado. In *IEEE Electronics, Robotics and Automative Mechanics Conference, CERMA*, 607–612, IEEE. 10
- LÓPEZ, I., CAMPERO, E., ESCARELA, R., OLIVARES, J.C., JIMÉNEZ, V.M. & GONZÁLEZ, F.D.J. (2011a). Flujos de potencia en sistemas de generación eólicas. In Vigésimacuarta Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI, 1–4, IEEE sección México. 10
- LÓPEZ, I., ESPINOSA, G. & V., C. (2011b). Control de flujos de potencia en sistemas de generación eólicos basados en pasividad. In Asociación de México de Control Automático, 105–110, AMCA. 10
- MARINESCU, B. (2004). A robust coordinated control of the doubly-fed induction machine for wind turbines: a state-space based approach. In American Control Conference, 2004. Proceedings of the 2004, vol. 1, 174–179, IEEE. 4
- MAURICIO, J., LEÓN, A., GOMEZ-EXPOSITO, A. & SOLSONA, J. (2008). An adaptive nonlinear controller for dfim-based wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23, 1025–1035. 5
- MONROY, A., ALVAREZ-ICAZA, L. & ESPINOSA-PEREZ, G. (2008). Passivity-based control for variable

speed constant frequency operation of a dfig wind turbine. *International Journal of Control*, **81**, 1399–1407. 3, 6, 7, 91

- MULLER, S., DEICKE, M. & DE DONCKER, R. (2002). Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *Industry Applications Magazine*, *IEEE*, 8, 26–33. 4, 26, 27
- NORIEGA-PINEDA, D., ESPINOSA-PÉREZ, G., CÁRDE-NAS, V. & ALVAREZ-RAMÍREZ, J. (2010). Passivitybased control of multilevel cascade inverters: Highperformance with reduced switching frequency. International Journal of Robust and Nonlinear Control, 20, 961–974. 3
- ORTEGA, R. & GARCIA-CANSECO, E. (2004). Interconnection and damping assignment passivitybased control: A survey. *European Journal of Control*, **10**, 432–450. 6, 20, 21
- ORTEGA, R., NICKLASSON, P. & ESPINOSA-PÉREZ, G. (1996). On speed control of induction motors. Automatica, 32, 455–460. 3
- ORTEGA, R., A., L., NICKLASSON, P. & SIRA-RAMIREZ, H. (1998). Passivity-Based Control of Euler-Lagrange Systems: Mechanical, Electrical, and Electromechanical Applications. Springer Verlag. 6, 13, 14, 15
- ORTEGA, R., VAN DER SCHAFT, A., MAREELS, I. & MASCHKE, B. (2001). Putting energy back in control. *IEEE Control Systems Magazine*, **21**, 18–33. 13, 15, 16
- ORTEGA, R., VAN DER SCHAFT, A., MASCHKE, B. & ESCOBAR, G. (2002). Interconnection and damping assignment passivity-based control of portcontrolled hamiltonian systems. *Automatica*, 38, 585–596. 16
- PATEL, M. (2006). Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation. CRC, Taylor and Francis Group. 2, 5, 26, 27, 28, 31
- PENA, R., CLARE, J. & ASHER, G. (1996). Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed windenergy generation. In *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143, 231–241, IET. 4

- PERESADA, S., TILLI, A. & TONIELLI, A. (2004). Power control of a doubly fed induction machine via output feedback. *Control Engineering Practice*, **12**, 41–57. 5, 7, 41
- RAMAKUMAR, R., SLOOTWEG, J. & WOZNIAK, L. (2007). Guest editorial: Introduction to the special issue on wind power. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **22**, 1–3. 1
- SAHIN, A. (2004). Progress and recent trends in wind energy. Progress in Energy and Combustion Science, 30, 501–543. 26
- SANTOS-MARTIN, D., ARNALTES, S. & RODRI-GUEZ AMENEDO, J. (2008). Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators. *Electric Power Systems Research*, **78**, 1837–1840. 38
- SLOOTWEG, J., POLINDER, H. & KLING, W. (2001). Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. In *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001. IEEE, vol. 1, 644– 649, IEEE. 3
- SLOOTWEG, J., POLINDER, H. & KLING, W. (2003). Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18, 516–524. 2, 3
- SLOTINE, J., LI, W. et al. (1991). Applied nonlinear control, vol. 199. Prentice-Hall Englewood Cliffs, NJ. 3
- SOLTANI, J., PAYAM, A. & ABBASIAN, M. (2006). A speed sensorless sliding-mode controller for doubly-fed induction machine drives with adaptive backstepping observer. In *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2006. ICIT 2006., 2725–2730, IEEE. 5
- SONG, H. & QU, Y. (2011). Energy-based modelling and control of wind energy conversion system with dfig. *International Journal of Control*, 84, 281– 292. 6, 7, 91, 128
- TANG, C., GUO, Y. & JIANG, J. (2011). Nonlinear dual-mode control of variable-speed wind turbines with doubly fed induction generators. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 744–756. 5, 56, 91

- TAPIA, G., TAPIA, A. & OSTOLAZA, J. (2006). Two alternative modeling approaches for the evaluation of wind farm active and reactive power performances. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21, 909–920. 4
- TAPIA, G., TAPIA, A. & OSTOLAZA, J. (2007). Proportional-integral regulator-based approach to wind farm reactive power management for secondary voltage control. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **22**, 488–498. 4
- TSOURAKIS, G., NOMIKOS, B. & VOURNAS, C. (2009). Contribution of doubly fed wind generators to oscillation damping. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 24, 783–791. 4
- VAN DER SCHAFT, A. (2000). L2-Gain and Passivity Techniques in Nonlinear Control. Springer Verlag. 6, 16, 17, 18
- VAN HULLE, F. (2005). Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations. European Wind Energy Association (EWEA). 2
- VILLANUEVA, J. & ALVAREZ-ICAZA, L. (2009). Modelling wind turbine mechanical power by friction effects. International Journal of Modelling, Identification and Control, 6, 205–212. 30
- WISER, R. & BOLINGER, M. (2007). Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006. U.S. Department of Energy DOE/GO-102007-2433. 2
- XU, L. & CARTWRIGHT, P. (2006). Direct active and reactive power control of dfig for wind energy generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21, 750–758. 4
- ZHAOQING, H., CHENGXIONG, M. & JIMING, L. (2004). A novel control strategy for vsc based hvdc in multi-machine power systems. *Istanbul university-Journal of electrical& electronics engineering*, 4, 1183–1190. 112
- ZHI, D. & XU, L. (2007). Direct power control of dfig with constant switching frequency and improved transient performance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **22**, 110–118. 5