

ESTUDIO DINÁMICO DE SEP CON GENERACIÓN EÓLICA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE BIFURCACIONES

RICARDO IGNACIO GÁLVEZ CUBILLOS

2013

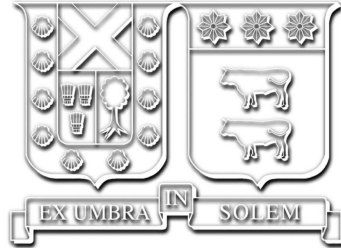
Requisito parcial para obtener el grado de:
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Profesor Guía:
Dr. Héctor Pulgar Painemal (UTFSM)

Comisión:
Dr. Héctor Pulgar Painemal (UTFSM)
Dr. Esteban Gil Sagas (UTFSM)
Dr. Miguel Arias Albornoz (USACH)

Valparaíso, Octubre 2013.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



ESTUDIO DINÁMICO DE SEP CON GENERACIÓN EÓLICA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE BIFURCACIONES

RICARDO IGNACIO GÁLVEZ CUBILLOS

2013

“La imaginación es más importante que el conocimiento.”
— *Albert Einstein*

Agradecimientos

En estas breves palabras quiero agradecer a todas las personas que me ayudaron en este tiempo que realicé el Magíster. En primer lugar quiero agradecer a todos mis profesores de la Universidad, quienes me ayudaron tanto en mi desarrollo profesional como personal. En particular, al Profesor Héctor Pulgar por su gran disposición y paciencia, siempre su ayuda fue importante para lograr este objetivo. Asimismo, quiero agradecer el apoyo recibido a través del Proyecto Fondecyt de Iniciación No.11110117. Por otro lado, quiero agradecer al Profesor Esteban Gil de la UTFSM y al Profesor Miguel Arias de la USACH por ser parte de la comisión para la revisión de mi tesis.

Quiero darle las gracias a Aura por su compañía y apoyo incondicional, sus consejos y ánimo siempre fueron de gran ayuda. Quiero agradecer a toda mi familia; a mi mamá, papá, y hermana, por su gran apoyo y cariño, sin ellos no podría haberlo logrado. A mis tíos y mis primos, que siempre me dieron una mano cuando la necesitaba. A mi abuelita y tía Erika por su enorme preocupación y la ayuda en mi llegada a Santiago.

Por último quiero dar gracias a Dios por estar conmigo en cada paso que doy.

¡¡¡Gracias Totales!!!

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	II
Índice de Figuras	V
Índice de Tablas	VII
Resumen	1
Abstract	3
1. Introducción	5
1.1. Motivación	5
1.2. Técnicas de análisis	7
1.3. Aspectos generales - Modelamiento dinámico	8
1.4. Objetivos	9
1.5. Estructura del documento y aporte del trabajo	10
2. Modelos dinámicos	12
2.1. Modelo de DFIG	13
2.1.1. Modelo del generador	15
2.1.2. Modelo del sistema mecánico	17
2.1.2.a. Modelo de dos masas	18
2.1.2.b. Modelo de una masa	19
2.1.3. Modelo de controladores	20
2.1.3.a. Controles convencionales	20
2.1.3.b. Controles especiales	22
2.1.4. Modelo de límites en variables	25
2.1.4.a. Control a nivel de planta	25
2.1.4.b. Control de ángulo de las aspas	26
2.1.5. Sistema de ecuaciones de DFIG y sus controladores	27
2.2. Modelo de máquinas sincrónicas	29
2.3. Modelo de red y cargas	30
3. Análisis de Bifurcaciones	32
3.1. Bifurcación Silla-Nodo	33
3.2. Bifurcación de Hopf	35
3.3. Bifurcación inducida por límite	38
4. Simulaciones para sistema de 9 Barras	41

4.1. Resultados de simulaciones	42
4.1.1. Caso sin control a nivel de planta	42
4.1.2. Caso con control a nivel de planta	44
4.1.3. Caso con participación tipo 1	53
4.1.4. Caso participación tipo 2	55
4.1.5. Interacciones de las variables	56
4.1.5.a. Caso sin control a nivel de planta	56
4.1.5.b. Caso con control a nivel de planta	57
4.1.5.c. Caso participación tipo 1	58
4.1.5.d. Caso participación tipo 2	59
4.2. Sensibilidad con algunos parámetros	59
4.2.1. Mayor Penetración	60
4.2.1.a. Caso sin control a nivel de planta	60
4.2.1.b. Caso con control a nivel de planta	60
4.2.2. Disminución de reactancia de línea 8-9	63
4.2.3. Variación de ganancia K_{pv} del control a nivel de planta de tensión	63
4.2.4. Disminución de la tensión de referencia V_{ref}	64
4.2.5. Variación de los parámetros del esquema tipo 1 en la participación en el control de frecuencia	65
4.2.6. Conexión de un condensador de $Q_c = 0,1[pu]$	66
4.3. Ampliación del rango de regulación del control a nivel de planta	67
5. Resultados sistema de 39 Barras	69
5.1. Punto HB	70
5.2. Punto LIB	73
5.3. Comentarios	76
5.4. Evaluación de los esquemas de participación en el control primario de frecuencia ante grandes perturbaciones (excursiones de frecuencia)	77
6. Conclusiones	83
Apéndices	85
A. Análisis modal	85
B. Factores de Participación	88
C. Valor propio y estabilidad	90
D. Parámetros Sistema de 9 barras del IEEE modificado	92
E. Parámetros Sistema de 39 barras del IEEE modificado	96
F. Modelo de Gobernador IEESGO	104
Bibliografía	105

Índice de Figuras

2.1.	Esquema de DFIG	14
2.2.	Pitch angle - ángulo de incidencia de las aspas	15
2.3.	Circuito equivalente del estator del DFIG	17
2.4.	Esquema de modelo de 2 masas	19
2.5.	Controlador de velocidad	20
2.6.	Controlador de potencia reactiva	21
2.7.	Curva de potencia de referencia	21
2.8.	Controlador de Pitch Angle	22
2.9.	Participación Inercial	24
2.10.	Participación a través de <i>pitch angle</i>	24
2.11.	Control a nivel de planta de tensión	25
2.12.	Modelo de límites en Control a nivel de planta	26
2.13.	Modelo de límites en Pitch angle	27
2.14.	Circuito equivalente de máquina sincrónica	30
2.15.	Circuito equivalente para líneas de transmisión	30
2.16.	Circuito equivalente para transformadores	31
3.1.	Bifurcación silla-nodo	34
3.2.	Punto SNB y LP en curva PV	35
3.3.	Bifurcación de Hopf supercrítica	36
3.4.	Bifurcación de Hopf subcrítica	37
3.5.	Bifurcación de Hopf	38
3.6.	Curva PV para un punto LIB	39
3.7.	Trayectoria de valores propios para un punto LIB	39
4.1.	Sistema de 9 barras	41
4.2.	Trayectoria de valores propios	43
4.3.	Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (sin control a nivel de planta)	44
4.4.	V_{ref} en función de P_{carga}	46
4.5.	Q_{ref} en función de P_{carga}	46
4.6.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 1[pu]$	47
4.7.	Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos	47
4.8.	Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 1[pu]$)	48
4.9.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 0,98[pu]$	49
4.10.	Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos	49

4.11.	V_{ref} en función de P_{carga}	49
4.12.	Q_{ref} en función de P_{carga}	49
4.13.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 0,97[pu]$	50
4.14.	Curva PV con límites de control a nivel de planta aplicados	51
4.15.	Curvas PV limitadas entre Q_{max} y Q_{min}	51
4.16.	Evolución dinámica de V_{PCC} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 0,97[pu]$)	52
4.17.	Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 0,97[pu]$)	53
4.18.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y con participación inercial	54
4.19.	Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos	54
4.20.	Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 0,97[pu]$ y participación inercial)	54
4.21.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y con participación por pitch angle	55
4.22.	Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos	55
4.23.	Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y participación por pitch angle)	56
4.24.	Trayectoria de valores propios sin control a nivel de planta activo y con penetración de 15%	60
4.25.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo, $V_{ref} = 1[pu]$ y con penetración de 15%	61
4.26.	Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y una penetración de 15%)	62
4.27.	Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y una penetración de 5%)	62
4.28.	Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$, una penetración de 15% y participación inercial)	62
4.29.	Curvas PV limitadas entre Q_{max} y Q_{min} . Sensibilidad con $X_{Linea8-9}$	63
4.30.	Trayectoria de valores propios. Sensibilidad con K_{pv}	64
4.31.	Curva PV con $V_{ref} = 0,965pu$	65
4.32.	Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$	65
4.33.	Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$ y $k_{df} = k_{pf} = 0,1$	65
4.34.	Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$ y $k_{df} = k_{pf} = 1$	65
4.35.	Curva PV con $Q_c = 0,1pu$	66
4.36.	Trayectoria de valores propios con $Q_c = 0,1pu$	66
4.37.	Curva PV con límites de Q_{ref} entre $[-1;1]$ pu	67
4.38.	Trayectoria de valores propios con límites de Q_{ref} entre $[-1;1]$ pu	67
4.39.	Límite de estabilidad dado por los puntos HB del modo electromecánico	68
5.1.	Sistema de 39 barras	69

5.2.	V_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo	70
5.3.	Q_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo	71
5.4.	Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo	72
5.5.	Zoom a trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo	72
5.6.	Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$	72
5.7.	Zoom a trayectoria de valores propios con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$	72
5.8.	V_{PCC} en función de P_{carga} con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$	73
5.9.	Q_{ref} en función de P_{carga} con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$	73
5.10.	Q_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo	74
5.11.	V_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo	75
5.12.	Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo	76
5.13.	Zoom a discontinuidad en trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo	76
5.14.	Tensión en barra 20 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	78
5.15.	Potencia del DFIG 1 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	79
5.16.	Velocidad angular en DFIG 1 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	79
5.17.	Pitch angle de DFIG 1 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	80
5.18.	Velocidad angular de generador sincrónico 8 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	81
5.19.	Velocidad angular de generador sincrónico 8 con gobernador IEESGO para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG	82
A.1.	Sistema de 4 barras	86
F.1.	Modelo de Gobernador IEESGO	104

Índice de Tablas

4.1.	Variables con mayor participación en modo de tensión en punto HB . . .	43
4.2.	Variables con mayor participación en modo electromecánico en punto HB	43
4.3.	Resumen de resultados con distintos valores de V_{ref} considerando el control a nivel de planta activo	45
4.4.	Variables con mayor participación en modo de tensión en punto HB con $V_{ref} = 1[pu]$	46
4.5.	Variables con mayor participación en modo de tensión en punto HB con $V_{ref} = 1[pu]$ y con participación inercial	53
4.6.	Variables con mayor participación en modo de tensión con interacción de variables (sin control a nivel de planta)	57
4.7.	Variables con mayor participación en modo de tensión con interacción de variables (con control a nivel de planta)	57
4.8.	Variables con mayor participación en modo electromecánico con interacción de variables (con control a nivel de planta)	58
4.9.	Variables con mayor participación en Modo 2 con interacción de variables (con control a nivel de planta y con participación inercial)	58
4.10.	Variables con mayor participación en Modo 3 con interacción de variables (con control a nivel de planta y con participación inercial)	59
4.11.	Variables con mayor participación en modo electromecánico (con control a nivel de planta)	61
A.1.	Valores propios de sistema de 4 barras	86
C.1.	Atenuación de amplitud de oscilación para distintas razones de amortiguamiento	91
D.1.	Parámetros del sistema de transmisión de sistema de 9 barras modificado	92
D.2.	Barras de sistema de 9 barras modificado	93
D.3.	Parámetros eléctricos de los generadores sincrónicos	93
D.4.	Parámetros de los gobernadores de los generadores sincrónicos	93
D.5.	Parámetros de los sistema de excitación de los generadores sincrónicos . .	94
D.6.	Parámetros de turbina	94
D.7.	Parámetros eléctricos	94
D.8.	Parámetros de los controladores del DFIG	94
D.9.	Parámetros de esquemas de participación en el control de frecuencia . . .	94
D.10.	Parámetros de control a nivel de planta	95
E.1.	Líneas de sistema de 39 barras modificado (1/3)	97
E.2.	Líneas de sistema de 39 barras modificado (2/3)	98

E.3.	Líneas de sistema de 39 barras modificado (3/3)	99
E.4.	Barras de sistema de 39 barras modificado (1/3)	100
E.5.	Barras de sistema de 39 barras modificado (2/3)	101
E.6.	Barras de sistema de 39 barras modificado (3/3)	102
E.7.	Parámetros eléctricos de los generadores sincrónicos	103
E.8.	Parámetros de los sistema de excitación de los generadores sincrónicos . .	103
F.1.	Parámetros de Gobernador IEESGO	104

Nomenclatura

AC-DC	:	Alternating Current - Direct Current.
COI	:	Center of Inertia.
DAE	:	Differential Algebraic Equations.
DFIG	:	Doubly Fed Induction Generator.
EMTS	:	Electromagnetic Transient Simulations.
ERNC	:	Energía Renovable no Convencional.
FACTS	:	Flexible Alternating Current Transmission Systems.
FP	:	Factor de Potencia.
GE	:	General Electric.
HB	:	Hopf Bifurcation.
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
LIB	:	Limited Induced Bifurcation.
LP	:	Limit Point.
LVRT	:	Low Voltage Ride Through.
PCC	:	Point Common of Coupling.
PF	:	Participation Factors.
PSS	:	Power System Stabilizer.
RMS	:	Root Mean Square.
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNB	:	Saddle-Node Bifurcation.
SVC	:	Static VAR Compensator.

Resumen

Actualmente existen códigos de red que exigen a los parques eólicos características especiales tales como mantener la tensión o factor de potencia en el punto común de acoplamiento o participar en el control primario de frecuencia. Es así como el control a nivel de planta de tensión y los esquemas de participación en el control primario de frecuencia son características imprescindibles para cumplir con estos nuevos requerimientos. En esta tesis se estudia el impacto del control a nivel de planta de tensión y sus límites en la estabilidad del sistema. Además, se analizan y se comparan dos esquemas para que los parques eólicos participen del control primario de frecuencia y se evalúa su interacción con el sistema de potencia, en particular con las máquinas sincrónicas.

Existen estudios relacionados con las dinámicas involucradas en los parques eólicos y su interacción con el SEP bajo distintos enfoques como: el efecto de los parques eólicos en la frecuencia del sistema; la estabilidad de tensión considerando la demanda de potencia reactiva de los parques eólicos; las oscilaciones electromecánicas del sistema; el análisis modal para entender los modos de oscilación; entre otros. Sin embargo, no todos estos estudios incluyen las nuevas características y capacidades de los parques eólicos en sus análisis así como la influencia de los límites de las variables de estado en la estabilidad del sistema.

Para este estudio se utilizan dos técnicas: 1) análisis de bifurcaciones, que permite representar la trayectoria que tienen los valores propios del sistema a medida que se varía un parámetro (parámetro de bifurcación) en el espacio de estado, y 2) Simulación en el tiempo, que permiten observar y analizar las variables en el dominio del tiempo cuando se les aplica una perturbación. Además, se utilizan dos sistemas de prueba: un sistema de 15 barras y el sistema de 39 barras del IEEE. El primero tiene un parque eólico compuesto de 5 turbinas GE de 3,6[MW] conectadas a la barra 9 del sistema de 3 máquinas-9 barras ampliamente conocido (*Western System Coordinating Council*). El segundo es el sistema de 39 barras del IEEE (*New-England Power System*), en el cual se conecta un parque eólico de 77 turbinas GE de 3,6[MW].

Los resultados del análisis y de las simulaciones permiten constatar que, en algunos casos, al alcanzar el límite del control a nivel de planta se llega a un punto de bifurcación inducido por límites—en estos casos el sistema tiene una repentina pérdida de estabilidad. Por otro lado, se muestra que la presencia de control a nivel de planta causa una interacción dinámica entre generadores eólicos y sincrónicos, produciéndose un acoplamiento entre las variables de ambos controladores de potencia reactiva. Este mismo efecto ocurre con los esquemas de participación en el control primario de frecuencia, donde la frecuencia del sistema es la variable que acopla a los generadores eólicos con los sincrónicos del resto del sistema. Encontrar dichas interacciones es importante debido a que, por un lado permiten

estudiar la estabilidad de sistemas de potencia y, por otro, ayudan en la búsqueda de modelos equivalentes simplificados (de orden reducido). Por lo tanto, este trabajo permite la identificación de dinámicas relevantes de parques eólicos, lo cual es fundamental en la búsqueda de modelos de orden simplificado ya que éstos deben mantener estas dinámicas del modelo completo.

Respecto de los resultados del análisis, cuando el sistema es progresivamente cargado, se observa que cuando el modo crítico se atribuye al controlador de tensión de los generadores sincrónicos, este estado crítico del sistema es posible solucionarlo si se flexibiliza la entrega de potencia reactiva (conectando banco de condensadores, aumentando el rango de limitación del control a nivel de planta, mayor grado de enmallamiento, entre otros). Con esto, se logra que el sistema aumente su cargabilidad y eventualmente el modo crítico sea el modo electromecánico; definiendo un nuevo límite de estabilidad para el sistema. Finalmente, analizando las respuestas dinámicas de los esquemas de participación en el control de frecuencia, es posible notar que en los primeros instantes de tiempo se logra un mejor desempeño del esquema de participación tipo 1 (basado en respuesta inercial) con una pendiente de decaimiento menor que los otros dos casos (sin participación y participación tipo 2) pero, dado que debe recuperar la energía cinética entregada, la frecuencia comienza a bajar incluso por debajo del caso sin participación. Considerando la participación tipo 2 (basado en reserva de potencia), la frecuencia se mantiene en todo instante por encima del caso sin participación y al final presenta un valor más alto en comparación con los otros dos casos; sin embargo, con este esquema de participación es necesario mantener constantemente una reserva, lo que involucra vertimiento de energía.

A futuro se plantea revisar la influencia de equipos FACTS y PSS en la estabilidad del sistema. Por otro lado, desde el punto de vista económico, se propone evaluar la posibilidad de implementar algún esquema para la participación de los parques eólicos en el control primario de frecuencia.

Abstract

Currently, grid codes are mandating wind farms to regulate voltage or power factor at the point of common coupling or participate in primary frequency control. In order to meet these requirements, wind farm voltage control and the control schemes to make wind turbines participate in frequency regulation are essential. In this thesis, the impact on power system stability of a wind farm voltage control and its limits is studied. Besides, two control schemes to get wind turbines involved in power system frequency regulation are analyzed and compared. When these schemes are employed, dynamic interactions between the turbines and the power system synchronous generators are sought and analyzed.

In the literature, there are several studies related to the dynamics involved in wind farms and their interaction with the power system under different approaches such as: the effect of wind farms on the system frequency, voltage stability considering wind farm's reactive power demand, system electromechanical oscillations and modal analysis to understand their oscillation modes. However, current features and capabilities of wind farms are generally not included in these studies as well as the influence of the state variable's limits on system stability.

Two analysis techniques are used in this work: 1) bifurcations analysis, employed to represent the system eigenvalue trajectory when a parameter is varied in state space and 2) time-domain simulations, used to observe and analyze the variables in time domain when a perturbation is applied. Two test systems are used. The first system has 15 buses, 3 synchronous generators and 5 GE 3,6[*MW*] wind turbines. This system is based on the well-known Western System Coordinating Council. The second system is based on the IEEE 39-bus, 10-machine test system also known as the New-England test system. In this system, a wind farm constituted of 77 GE 3,6[*MW*] wind turbines is considered.

The simulations results show that, in some cases, when the voltage control limits are encountered a limit induced bifurcation point is reached—in these cases the system has a sudden loss of stability. With respect to the dynamic interactions, the results show that the use of a voltage control creates coupling between the variables of the reactive power controllers of wind turbines and synchronous generators. The same effect occurs with the schemes to participate in primary frequency control; the system frequency couples the variables of the wind turbines and the synchronous generators. The finding of these interactions is very important as they are related to the power system stability and also related to the identification of relevant dynamics that should be kept when reduced-order model techniques are applied.

When the system load is increased, the critical mode is attributed to the synchronous generators voltage controller; this critical condition may be alleviated by providing additional reactive power injections. For example, these injections can be provided by connect-

ing capacitor banks or increasing the control's limitation range. As a result, the system loadability is improved and if the load is increased even further, an electromechanical mode eventually becomes critical. Finally, with respect to the schemes to participate in frequency regulation, after a perturbation, the participation scheme 1—based on inertial response—exhibits a better performance during the first seconds reducing notably the frequency nadir and the rate of frequency change; however, after a few more seconds and since the turbine must recover kinetic energy, the frequency may even drop slightly below the case without participation. When the participation type 2 is employed—scheme based on power reserve by pitching the turbine blades—, the frequency is above the case without participation at all time and finally presents a higher value compared to the other two cases; however, energy shedding is involved as a permanent power reserve is required.

As future work, the study of the influence on system stability of power system stabilizers and FACTS elements is suggested. In addition, an economical evaluation of the implementation of wind turbine schemes to participate in frequency regulation should be performed.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Es conocida la importancia de la energía eléctrica a nivel mundial. En nuestro país, se tiene como gran tarea diversificar nuestra matriz energética, en este sentido las energías renovables no convencionales (ERNC) son de gran importancia, sobretodo porque Chile posee los recursos naturales para hacerlo. Además, según la Ley de ERNC (Ley N° 20257), se exige a los grandes generadores (capacidad sobre los 200[MW]) que al menos un 5 % de la energía que comercialicen sea renovable no convencional al año 2014, exigencia que a partir del año 2015 subirá linealmente hasta llegar al 10 % el año 2024 [1].

Dentro de las ERNC, la energía eólica es la más conveniente desde un punto de vista económico debido a: (a) una rápida recuperación de la inversión, (b) rápido periodo de instalación y, (c) bajos costos de operación y mantenimiento [2]. Estas características junto con incentivos gubernamentales [3], han posibilitado que la potencia instalada de energía eólica a nivel mundial haya crecido de forma exponencial [4].

Dado el crecimiento exponencial que se ha mantenido y considerando el comportamiento estocástico del viento, surgen desafíos que aún quedan por solucionar que tienen que ver principalmente con [5]:

- **Pre despacho:** El interés se centra en cómo la capacidad convencional se programa, y cómo las variaciones y errores de predicción de la energía eólica cambian el pre despacho de las otras unidades.
- **Confiabilidad:** Se refiere al suministro de potencia total durante situaciones de mayor riesgo de pérdida de carga del sistema. El problema es la adecuada valoración de capacidad de energía eólica en las situaciones de mayor riesgo de pérdida de carga del sistema.
- **Reserva:** Los requerimientos adicionales de potencia debido al balance del sistema en la escala de tiempo de la operación (desde minutos a horas) son debido a las diferencias en tiempo real en la potencia generada versus la potencia demandada. Sin embargo, en sistemas con alta penetración eólica se agregan fluctuaciones adicionales debido a la generación eólica. Esto implica tener una cantidad extra de reserva que se debe disponer.

- Estabilidad: Diferentes tipos de generadores eólicos tienen características dinámicas diferentes y posibilidades de control diferentes y, en consecuencia, también diferentes formas para apoyar el sistema en situaciones de falla u operación normal.

En relación a este último punto, actualmente las normas técnicas en diferentes países (principalmente con alta penetración de energía eólica) exigen a los parques eólicos algunas características especiales que deben cumplir para conectarse al sistema [6], donde se pueden destacar:

- Los parques eólicos (en especial los conectados a las redes de alta tensión) deben soportar caídas de tensión luego de una falla de un determinado porcentaje de la tensión nominal (hasta 100 % en algunos casos) y durante un tiempo determinado. Esta característica es conocida como *low voltage ride through* (LVRT) y está determinada por sus diferentes características voltaje-tiempo. Por ejemplo en Alemania, los parques eólicos deben soportar caídas de tensión hasta un 0 % de la tensión nominal en el punto de conexión, para un tiempo de hasta 150[ms] (7, 5ciclos) [6]. Otros países que poseen características similares son: Gran Bretaña, Irlanda, Dinamarca, Bélgica, Canadá, EEUU y España, entre otros. En el caso de Chile, la normativa vigente [7] indica que los parques eólicos deben soportar una baja de tensión hasta el 20 % de la tensión nominal en el punto de conexión, para el tiempo máximo de despeje de falla más 20[ms].
- Relacionada con la característica anterior está la de incluir rápida restauración de potencia activa y reactiva hasta los valores de prefalla, después que el voltaje del sistema retorne al rango de operación normal. En algunos casos se impone que el parque eólico debe ser capaz de incrementar la corriente reactiva con el fin de apoyar el voltaje del sistema — de forma similar al aumento de excitación de generadores sincrónicos durante fallas [8]. Países que poseen esta característica son: Gran Bretaña, Irlanda, Dinamarca, Bélgica, Canadá, EEUU y España, entre otros [6]. En el caso de Chile no se tiene tal exigencia [7].
- Otra característica especial es la regulación primaria de frecuencia. La generación eólica a gran escala puede resultar en una reducción relativa de los generadores sincrónicos convencionales, disminuyendo la inercia relativa total del sistema. Por tanto, existe el riesgo que frente a una perturbación, el sistema vea disminuida la capacidad de regulación de la frecuencia. Las turbinas eólicas típicamente no participan en el control primario de frecuencia, motivo por el cual, frente a grandes niveles de penetración, existe un potencial riesgo de obtener un mal desempeño de la frecuencia dinámica del sistema ante perturbaciones. Por esto, existe la necesidad de cambiar la forma en que la frecuencia del sistema es controlada, ya no solamente mediante los generadores convencionales, sino que también a partir de la implementación de esquemas de control que permitan la participación de los aerogeneradores en la regulación primaria. Esto está establecido en normas técnicas de Reino Unido (*British code*), Irlanda (*Irish code*), Dinamarca (*Danish code*) y Canadá (*Hydro - Quebec grid code*), entre otras [6]. En el caso de Chile actualmente no se tiene considerado que los parques eólicos participen en la regulación primaria de frecuencia [7].
- Los parques eólicos deben tener la capacidad de regular (por lo general, reducir pero no exclusivamente) su producción de energía a un nivel determinado (reducción de

potencia activa), ya sea mediante la desconexión de las turbinas de viento o por la acción de un control de las aspas. Algunos países que poseen esta disposición son: Alemania, Irlanda, países nórdicos (a través de su *Nordic grid code*), Dinamarca y Reino Unido, entre otros [6]. En el caso de Chile los parques eólicos deben desconectarse en caso de que la frecuencia esté por sobre los $51[Hz]$ [7].

- El control de tensión en los puntos de conexión. Este punto está directamente relacionado con la inyección de potencia reactiva. Actualmente muchas normas exigen que los parques eólicos tengan la capacidad de controlar potencia reactiva al igual que otras centrales convencionales. Algunas normas definen un valor de referencia para el factor de potencia o la tensión o la potencia reactiva en el punto de conexión del parque eólico. Por ejemplo, en el Reino Unido se exige que la tensión esté en un rango de $\pm 5\%$ de la tensión nominal y el factor de potencia en un rango de 0,95 capacitivo a 0,95 inductivo [6]. Otros países que poseen este tipo de normativas son: Canadá, EEUU, Irlanda y Dinamarca, entre otros. En Chile los parques eólicos deben garantizar que cuando las tensiones están en Estado Normal (entre 0,97 y 1,03[pu] para tensión nominal igual o superior a 500[kV]; 0,95 y 1,05[pu] para tensión nominal igual o superior a 200[kV] e inferior a 500[kV]; y 0,93 y 1,07[pu] para tensión nominal inferior a 200[kV]), pueden entregar y absorber reactivos en un rango de 0,95 capacitivo a 0,95 inductivo [7].

Con el objeto de cumplir con los estándares internacionales, se hace imprescindible el desarrollo de modelos dinámicos para plantas eólicas con particularidades especiales para sistemas con gran penetración de energía eólica. Por lo tanto, un modelo adecuado para una planta eólica debería tener: un control a nivel de planta de potencia activa y reactiva en el punto de conexión del parque y la capacidad de participar en control de frecuencia del sistema.

Dado que estas nuevas características influyen en el comportamiento del parque eólico es necesario estudiar su respuesta dinámica y, además, analizar interacciones dinámicas entre las turbinas de un parque con el sistema eléctrico de potencia (SEP) al cual se encuentra conectado. Dado lo anterior, se necesitan técnicas que permitan entender el comportamiento dinámico del parque eólicos junto al SEP, tales como análisis de bifurcaciones y simulaciones en el dominio del tiempo.

1.2. Técnicas de análisis

Para una correcta representación dinámica del sistema, es necesario contar con modelos adecuados que describan de forma eficiente los fenómenos físicos asociados. Un modelo demasiado simplificado podría inducir a conclusiones erróneas. Por otra parte, modelos muy detallados implican mayores tiempos de simulación [9]. En relación a esto, los fenómenos dinámicos se clasifican de acuerdo a su rango de tiempo de respuesta pues su impacto es directo en el modelo. En el análisis de SEPs, generalmente se distinguen dos rangos de tiempo de estudio: dinámicas electromagnéticas y dinámicas electromecánicas. Las primeras son del orden de milisegundos a un segundo y tienen que ver con las dinámicas de los enlaces de flujo de los generadores, líneas y transformadores; las segundas son del orden de segundos y tienen que ver con las dinámicas de las masas rotantes de generadores y sus controladores [10]. En software comerciales, las primeras son estudiadas ejecutando simulaciones

electromagnéticas transitorias (EMTS: *Electromagnetic Transient Simulations*) y las segundas son estudiadas ejecutando simulaciones RMS (*Root Mean Square*) [11]. El presente estudio se centra en estas últimas con el fin de analizar posibles problemas de inestabilidad. Dado que el objetivo de este trabajo es estudiar las dinámicas electromecánicas, los modelos de los componentes son implementados variando el grado de detalle para permitir análisis prácticos y eficientes desde el punto de vista del esfuerzo computacional.

Para investigar y analizar los fenómenos que se describen en este estudio es necesario un modelamiento dinámico del SEP, el cual consiste en la obtención de un sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas (DAE: *Differential Algebraic Equations*) que reúnan la información de los diferentes componentes del sistema y sus interconexiones. Las ecuaciones y variables algebraicas están relacionadas con dinámicas electromagnéticas por lo que se asumen infinitamente rápidas en comparación con las otras dinámicas del sistema y por lo tanto pueden variar instantáneamente [10].

Para estudiar un SEP desde el punto de vista dinámico se tienen principalmente dos opciones: simulaciones en el dominio del tiempo y estudio de bifurcaciones. Las primeras tienen por objetivo conocer la respuesta del sistema ante una perturbación específica (impactos y rechazos de carga, fallas, salidas intempestivas de generadores, etc.); por otro lado las segundas tienen por finalidad conocer en detalle el comportamiento dinámico de un sistema en función de algún parámetro de interés (potencia activa, potencia reactiva, etc.). Una bifurcación se refiere a cambios fundamentales en puntos de equilibrios u órbitas periódicas, o al cambio en sus propiedades de estabilidad cuando un parámetro se varía [12]. En particular en el estudio de SEPs, se busca puntos de bifurcación silla-nodo, de Hopf e inducidas por límites. Los primeros están caracterizados por un valor propio cero y recibe su nombre de la colisión de un nodo con un punto de silla. Los segundos se producen cuando un par de valores propios complejos conjugados cruzan el eje imaginario del plano complejo hacia el semi-plano derecho. En este análisis se consideran ambas opciones y se utiliza el software Matlab para las simulaciones.

1.3. Aspectos generales - Modelamiento dinámico

De acuerdo a las nuevas disposiciones a cumplir, es imprescindible un correcto control de las principales variables de los parques eólicos. En la actualidad existen variados esquemas de control sobre una turbina eólica dependiendo de la tecnología que ésta utilice. Actualmente, la turbina tipo C, catalogada como turbina de velocidad variable, es la más utilizada en el mundo [13]. Está basada en un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG: *doubly-fed induction generator*) y comprende una turbina, un generador de inducción de rotor devanado y un convertidor de frecuencia (de aproximadamente el 30 % de potencia nominal del generador) [14]. A través del voltaje aplicado en el circuito del rotor, una turbina tipo C puede controlar la potencia activa y reactiva [15]. El modelamiento del DFIG se basa en un sistema de coordenadas sincrónicas, es decir, los ejes d y q giran a velocidad sincrónica respecto del estator. Así, el voltaje del rotor puede ser representado en sus componentes en los ejes d y q y, considerando el uso de control de campo orientado, la tensión o la potencia reactiva pueden ser controladas de forma independiente a través del voltaje del rotor en el eje d . Por otro lado, la velocidad angular o la potencia activa se pueden controlar de forma independiente por la variación del voltaje en el eje q del rotor [16], [17], [18], [19], [20].

Sin prejuicio de lo anterior, es de gran importancia tener nuevos elementos en el modelo que puedan controlar las variables de interés vistas desde los terminales (considerando parque eólico en su totalidad) y no de una turbina en particular. Uno de ellos es el control a nivel de planta, que básicamente tiene la función de controlar, en el punto común de acoplamiento (PCC: *point of common coupling*) del parque eólico, la tensión, factor de potencia y/o potencia reactiva. Para controlar estas variables, se utiliza un esquema [21], donde se tiene un controlador PI que permite regular la potencia reactiva entregada por cada DFIG y de esta forma mantener la tensión en el PCC en el valor de referencia.

Otro aspecto nuevo que es necesario incorporar para cumplir con los estándares internacionales es la participación en el control de frecuencia de los parques eólicos. Existen dos vías a través de las cuales se puede hacer participar a los DFIG en el control primario de frecuencia. Una es imitar la inercia de los generadores convencionales, modificando el esquema de control y el otro camino es la reserva de potencia de las turbinas. Considerando estas dos formas de control, se han propuesto diversos métodos para hacer participar a los DFIG: control inercial [22], [23], [17], reserva de potencia a través del ángulo de incidencia de las aspas de las turbinas [24], [25], [26], [27].

Actualmente existen estudios relacionados con las dinámicas involucradas en los parques eólicos y su interacción con el SEP con distintos enfoques: Analizar el efecto de los parques eólicos en la frecuencia del sistema, el perfil de tensión y el comportamiento durante cortocircuitos [28], [29]. Existen otros estudios donde se analiza la estabilidad de tensión considerando la demanda de potencia reactiva de los parques eólicos, en especial cuando existe una alta penetración de energía eólica [30], [31]. Entender las dinámicas presentes en los parques eólicos y cómo éstas influyen en las oscilaciones electromecánicas del sistema es una práctica común en la investigación [32], [33]. En este sentido, se utiliza el análisis modal para entender los modos de oscilación y poder establecer las características naturales del sistema [34], [35]. Sin embargo, no todos estos estudios incluyen las nuevas características y capacidades de los parques eólicos en sus análisis. Es por esto que en el presente documento se analiza el comportamiento dinámico de parques eólicos con características actuales y su interacción con los sistemas de potencia. Por otro lado, el límite de las variables de estado no ha sido considerado en estudios anteriores de parques eólicos. En estudios de bifurcaciones se ha visto que limitar alguna variable a su máximo puede llevar a cambios estructurales [36], [37], [38], [39]. Por ejemplo, cuando un generador de un SEP muy cargado alcanza un límite de potencia reactiva, el sistema se vuelve inestable lo que conlleva de inmediato a un colapso de tensión [36]. Es por esto que en el presente estudio se muestra un esquema para modelar los límites en las variables de estado y cómo éste influye en la estabilidad del sistema.

1.4. Objetivos

Objetivo General:

El objetivo del presente estudio es analizar las dinámicas atribuidas a los parques eólicos con características y controles actuales, y cómo éstos pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Objetivos Específicos:

- Analizar interacciones dinámicas entre un parque eólico y el sistema de potencia,

considerando las características actuales de éste. Dentro de estas características se pueden mencionar: esquema de participación en el control primario de frecuencia y esquema de control a nivel de planta de tensión.

- Realizar análisis de bifurcaciones de un parque eólico considerando la potencia activa de una carga como parámetro de bifurcación. En particular se identifican y caracterizan puntos de bifurcación silla-nodo, punto de bifurcación de Hopf y puntos de bifurcación inducidos por límites.
- Realizar simulaciones en el dominio del tiempo, de forma complementaria al análisis anterior y en un punto específico de operación, con el fin de conocer la respuesta del sistema ante pequeñas perturbaciones con el fin de verificar la frecuencia de oscilación de variables de interés rescatadas del análisis de bifurcaciones. Asimismo, realizar simulaciones en el tiempo ante perturbaciones mayores para comparar los esquemas de participación en el control primario de frecuencia por parte de los generadores eólicos.
- Realizar un análisis de sensibilidad para identificar aquellos parámetros con más incidencia en los modos dominantes del parque eólico. Al mismo tiempo, se clasifican los modos de oscilación en escalas de tiempo y se identificará la participación de estos modos sobre las variables relevantes del sistema.
- Proponer estrategias de operación y control que permitan una mejor integración de los parques eólicos a los SEP.

1.5. Estructura del documento y aporte del trabajo

El siguiente documento está estructurado de la siguiente forma:

- En el Capítulo 2 se presentan y explican los modelos dinámicos utilizados en el presente estudio. Se exponen principalmente el modelo de límites para variables, del DFIG con sus distintos controladores y de la máquina sincrónica.
- En el Capítulo 3 se describe el análisis de bifurcaciones. En particular, se explican y caracterizan los distintos puntos de bifurcación encontrados en las simulaciones realizadas.
- En el Capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos en el sistema de prueba del IEEE de 9 barras modificado para tener un parque eólico en una de sus barras.
- En el Capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos en el sistema de prueba del IEEE de 39 barras modificado con el fin de alojar a un parque eólico en una de sus barras.
- En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones generales del estudio y se proponen trabajos futuros.

Como se comentó anteriormente es imprescindible el desarrollo de modelos dinámicos para plantas eólicas con particularidades especiales como son: un control a nivel de planta

de potencia activa y reactiva en el punto de conexión del parque y la capacidad de participar en control de frecuencia del sistema. En este sentido, el principal aporte del trabajo tiene relación con analizar la respuesta dinámica de estos nuevos controladores e identificar cómo interactúan las turbinas de un parque eólico con el SEP. Asimismo, identificar puntos de bifurcación inducidos por límite cuando se llega a un límite de potencia reactiva del control a nivel de planta de tensión del parque.

Capítulo 2

Modelos dinámicos

Para una correcta representación dinámica del sistema es necesario contar con modelos adecuados que describan de forma eficiente los fenómenos físicos asociados. Un modelo demasiado simplificado podría inducir a conclusiones erróneas. Por otra parte, modelos muy detallados implican mayores tiempos de simulación [9]. En relación a esto, se han clasificado los fenómenos dinámicos de acuerdo al rango de tiempo de su respuesta pues su impacto es directo en el modelo. En el análisis de SEPs, generalmente se distinguen dos rangos de tiempo de estudio: dinámicas electromagnéticas y dinámicas electromecánicas. Las primeras son del orden de milisegundos a un segundo y tienen que ver con las dinámicas de los enlaces de flujo de los generadores, líneas y transformadores; las segundas son del orden de segundos y tienen que ver con las dinámicas de las masas rotantes de generadores y sus controladores [10]. Dado que el objetivo de este trabajo es estudiar las dinámicas electromecánicas, los modelos utilizados tienen ciertas consideraciones y simplificaciones que se explicarán en esta sección.

Es importante tener en cuenta el tipo de tecnología a utilizar debido a que de esto dependerá las características dinámicas del modelo a requerir en el análisis. Existen distintos tipos de tecnologías de generadores eólicos, los cuales varían principalmente en el grado de control de sus variables como velocidad, tensión, potencia activa, potencia reactiva, entre otras. Dentro de la literatura se pueden distinguir básicamente 4 tipos de tecnologías:

- Tipo A: Es un aerogenerador basado en un generador de inducción de jaula de ardilla y, debido a su incapacidad para controlar la velocidad angular, se le denomina turbina de velocidad fija. A pesar de ser simple, confiable y robusto, el aerogenerador Tipo A es ineficiente y produce fluctuaciones de potencia debido a las variaciones de velocidad de viento [14].
- Tipo B: Es un aerogenerador capaz de suavizar las fluctuaciones de potencia mediante el uso de un generador de inducción de rotor bobinado y la adición de una resistencia externa controlada en el circuito del rotor. Tiene un control de velocidad cercano al 10 % en torno a la velocidad nominal, por lo que se considera un aerogenerador de velocidad variable limitada. Este aerogenerador también se conoce como la turbina OptiSlip [40], [41].
- Tipo C: Es un aerogenerador basado en un generador de inducción doblemente alimentado (*Doubly-fed induction generator: DFIG*) y ofrece un control más amplio

sobre la velocidad angular. Por lo tanto, este aerogenerador es capaz de reducir considerablemente las fluctuaciones de potencia. Tiene un control de velocidad cercano al 30 % en torno a la velocidad nominal y requiere un convertidor de escala parcial para energizar el circuito del rotor. El convertidor permite un flujo de potencia bidireccional [42], es decir, la potencia activa puede fluir desde la red hacia el circuito del rotor y desde el circuito del rotor hacia la red. El término escala parcial se refiere a que la potencia nominal del convertidor es una fracción de la potencia nominal del aerogenerador. Típicamente, esta fracción corresponde a un 30 % [43].

- Tipo D: Este aerogenerador puede utilizar tanto un generador de inducción como un generador síncrono y requiere un convertidor de escala completa para conectarse a la red. El término escala completa tiene relación con que el convertidor y el aerogenerador tienen la misma potencia nominal. Este aerogenerador no requiere estrictamente una caja reductora de velocidad (*gearbox*). Puede tener una configuración sin reducción de velocidad si se utiliza un generador con un número de polos elevado, lo cual incrementa su eficiencia y confiabilidad [14], [43]. Este aerogenerador es el más caro debido al convertidor de escala completa.

2.1. Modelo de DFIG

En este estudio se considera la tecnología Tipo C nombrada anteriormente, es decir, generadores de inducción doblemente alimentados debido a que se ha visto que en los últimos años poseen una mayor penetración en el mercado dentro de las distintas tecnologías [13]. Dado que el convertidor de frecuencia es de menor potencia nominal que el generador, esta tecnología es atractiva desde el punto de vista económico.

Desde un punto de vista práctico, el DFIG funciona como un generador síncrono dado que la tensión aplicada al circuito del rotor, proporcionada a través de un convertidor de escala parcial, puede ser pensada como la excitación de un generador síncrono. Es así como, mediante el control de la tensión aplicada al rotor, el DFIG puede regular la tensión de alimentación o la potencia reactiva de salida en el estator. De hecho, la curva de capacidad de un DFIG presenta características similares a la curva de un generador síncrono [44], [45]. La principal diferencia es que la curva de capacidad del DFIG es dependiente del deslizamiento (s) y de si se está produciendo o absorbiendo potencia reactiva [46], [47], [48].

Desde el punto de vista de su sistema de control, se pueden clasificar variables de entrada, de salida y variables de control (a nivel de un generador o a nivel de un parque), de acuerdo a lo siguiente:

Variables de entrada:

- Velocidad del viento (v_w). Esta variable es la única variable de entrada al modelo. Obviamente, dicha variable no es posible controlarla pues depende de las condiciones externas.

Variables de control a nivel del generador:

- Ángulo de incidencia de las aspas respecto de la dirección del viento (*pitch angle*).

Este ángulo θ es controlado a través del controlador de *pitch angle* y permite variar la eficiencia aerodinámica de la turbina.

- Tensión del rotor en eje d y en eje q (V_{dr} y V_{qr}). Estas variables son reguladas por el convertidor para controlar la potencia reactiva (Q) y activa (P) (también velocidad del rotor — ω_r), respectivamente.

VARIABLES DE CONTROL A NIVEL DEL PARQUE EÓLICO:

- Tensión en el PCC (V_{PCC}). Esta variable es posible controlarla a través del control a nivel de planta de tensión. Asimismo, la potencia reactiva (Q) de salida del parque también podría ser controlada a través de un control a nivel de planta.
- Potencia activa en el PCC (P_{PCC}). La potencia del parque corresponde a la suma de la potencia de cada generador. Esta variable es controlada a través del *pitch angle* de cada generador, por lo que si se quiere disminuir (aumentar) la potencia activa se debe aumentar (disminuir) θ .

VARIABLES DE SALIDA:

- Potencia activa (P): potencia activa que se entrega a la red.
- Potencia reactiva (Q): potencia reactiva que se entrega a la red.

En la Figura 2.1 es posible observar un diagrama esquemático de cómo está compuesto un DFIG.

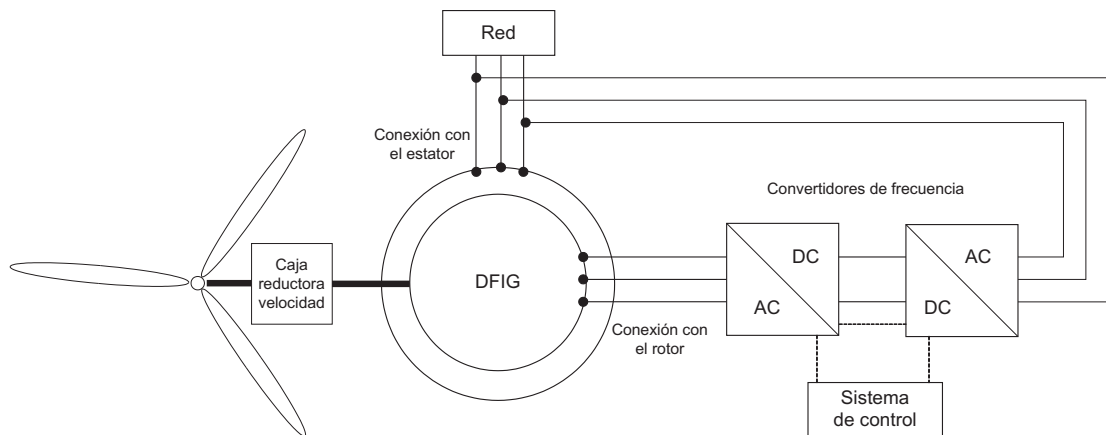


Figura 2.1. Esquema de DFIG

Con el fin de entender mejor los distintos modelos que intervienen en el comportamiento del generador, éstos se han separado de la siguiente forma:

- Modelo del generador. Cabe destacar que este modelo es solamente la parte eléctrica del generador por lo que de variables de entrada tendrá el torque mecánico (T_m), el voltaje del rotor (V_{qr} y V_{dr}) y como variable de salida tendrá la potencia activa (P), reactiva (Q) y la velocidad del rotor (ω_r).

- Modelo del sistema mecánico. En este modelo se incluye el modelo de ejes del conjunto turbina-generador, el cual considera la ecuación de oscilación; y el modelo aerodinámico de la turbina que considera la relación entre la velocidad del viento y el torque extraído de ésta. Es aquí donde se define el *tip speed ratio* como $\lambda = \frac{k\omega_r R}{pv_\omega}$ que es la razón entre la velocidad tangencial de la punta del aspa (V_{trip}) y la velocidad del viento (V_ω) como se muestra en la Figura 2.2. Además, en esta figura se define el ángulo de incidencia de las aspas (*pitch angle* - θ).

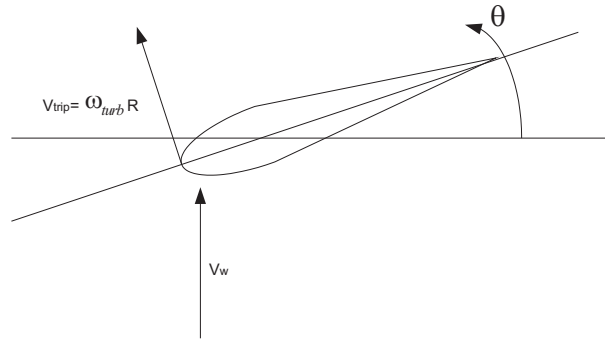


Figura 2.2. *Pitch angle* - ángulo de incidencia de las aspas

- Modelo de controladores. Se consideran controladores convencionales y no convencionales. Dentro de los primeros están los controladores de potencia activa y reactiva y el control *pitch angle*, el cual es el ángulo de las aspas respecto de la velocidad del viento como se muestra en la Figura 2.2. Dentro de los controladores no convencionales están el control a nivel de planta de tensión y los esquemas para la participación en el control de frecuencia.
- Modelo de límites en variables. Dado que la implementación de la limitación de una variable de estado no es trivial pues poseen constantes de tiempo que no permiten un cambio discreto en su valor, se propone un método que permite que se produzcan estos cambios discretos.

2.1.1. Modelo del generador

Si bien es cierto es posible utilizar un modelo dinámico completo (5^{to} orden) para representar el generador [49], normalmente se implementan modelos simplificados. Por ejemplo, el modelo de dos ejes (3^{er} orden) modela la dinámica de enlace de flujo del rotor y la dinámica de flujo enlazado del estator la simplifica considerándola infinitamente rápida. Por otro lado, el modelo de cero ejes, considera que la dinámica de enlace de flujo tanto del rotor como del estator son infinitamente rápidas [50]. A continuación se muestra una derivación, partiendo desde un modelo completo hasta el modelo más aproximado.

Modelo de 5^{to} orden:

Si se analiza el DFIG es posible notar que es básicamente un generador de inducción con rotor devanado. Esto permite que, dado un punto de operación, el convertidor aplique la frecuencia correspondiente al circuito rotórico. Este punto de operación está definido por el seguimiento de los puntos de máxima extracción de potencia. Es así como el modelo

dinámico del DFIG es el mismo que el de una máquina de inducción de rotor devanado y alimentado por un convertidor de frecuencia. Utilizando un eje de referencia que gira a velocidad sincrónica [49], [45], [51] es posible describir el modelo dinámico del DFIG en términos de los enlaces de flujo del rotor y del estator en sus ejes directo (d) y en cuadratura (q) de la siguiente forma:

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{qs}}{dt} = V_{qs} + R_s I_{qs} - \psi_{ds} \quad (2.1)$$

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{ds}}{dt} = V_{ds} + R_s I_{ds} + \psi_{qs} \quad (2.2)$$

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{qr}}{dt} = V_{qr} - R_r I_{qr} - \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s} \psi_{dr} \quad (2.3)$$

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{dr}}{dt} = V_{dr} - R_r I_{dr} + \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s} \psi_{qr} \quad (2.4)$$

$$\psi_{qs} = -X_s I_{qs} + X_m I_{qr} \quad (2.5)$$

$$\psi_{ds} = -X_s I_{ds} + X_m I_{dr} \quad (2.6)$$

$$\psi_{qr} = -X_m I_{qs} + X_r I_{qr} \quad (2.7)$$

$$\psi_{dr} = -X_m I_{ds} + X_r I_{dr} \quad (2.8)$$

donde V , I , R , X y ψ corresponden a tensiones, corrientes, resistencias, reactancias y enlaces de flujo en [pu], respectivamente. Además, X_m es la reactancia mutua entre el estator y el rotor, $X_s = X_{\ell s} + X_m$ es la reactancia del estator y $X_r = X_{\ell r} + X_m$ es la reactancia del rotor. $X_{\ell s}$ y $X_{\ell r}$ son las reactancias de dispersión del estator y del rotor, respectivamente. Respecto de las unidades, todas las variables y parámetros están en [pu] excepto ω_r y ω_s , los cuales están expresados en [rad/s].

Modelo de 3^{er} orden:

En simulaciones dinámicas se ha visto que las dinámicas del estator son mucho más rápidas que la dinámicas del rotor [49], [52], [33]. Por este motivo, las dinámicas del estator son consideradas como infinitamente rápidas y sus ecuaciones se transforman en ecuaciones algebraicas. De esta forma, las ecuaciones que rigen el sistema quedan de la siguiente forma:

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - X'_s I_{ds} + E'_{qD} \quad (2.9)$$

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} - X'_s I_{qs} + E'_{dD} \quad (2.10)$$

$$T'_0 \frac{dE'_{qD}}{dt} = -(E'_{qD} + (X_s - X'_s) I_{ds}) + T'_0 \left(\omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{dr} - (\omega_s - \omega_r) E'_{dD} \right) \quad (2.11)$$

$$T'_0 \frac{dE'_{dD}}{dt} = -(E'_{dD} - (X_s - X'_s) I_{qs}) + T'_0 \left(-\omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{qr} + (\omega_s - \omega_r) E'_{qD} \right) \quad (2.12)$$

donde $T'_0 = \frac{X_r}{\omega_s R_r}$, $X'_s = X_s - \frac{X_m^2}{X_r}$, $E'_{qD} = \frac{X_m}{X_r} \psi_{dr}$ y $E'_{dD} = -\frac{X_m}{X_r} \psi_{qr}$ son la constante de tiempo transiente de circuito abierto, la reactancia transiente, el voltaje del rotor en eje de cuadratura y el voltaje del rotor en eje directo, respectivamente. Además, $I_{dr} = \frac{E'_{qD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} I_{ds}$ e $I_{qr} = -\frac{E'_{dD}}{X_m} + \frac{X_m}{X_r} I_{qs}$.

Cabe destacar que si se multiplica la ecuación (2.11) por $e^{-j\frac{\pi}{2}}$ y se le suma la ecuación (2.10) es posible obtener la representación fasorial del modelo del estator en función de sus variables algebraica:

$$E'_{qD} - jE'_{dD} = (R_s + jX'_s)(I_{qs} - jI_{ds}) + \underbrace{V_{qs} - jV_{ds}}_{V_D e^{j\theta_D}} \quad (2.13)$$

donde V_D y θ_D son la magnitud y ángulo del voltaje en los terminales del estator del DFIG. Esta ecuación también puede ser expresada en términos de su circuito equivalente dado por la Figura 2.3.

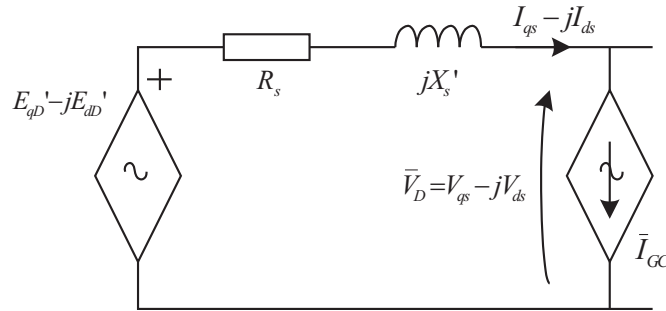


Figura 2.3. Circuito equivalente del estator del DFIG

Modelo de cero ejes:

Si siguiendo con el análisis, se puede constatar que las dinámicas del enlace de flujo del rotor también son mucho más rápidas que las del resto del sistema, lo cual puede ser visto en el Anexo A. Por este motivo, se consideran las dinámicas del rotor infinitamente rápidas en comparación con el resto y así las ecuaciones del rotor ((2.11) y (2.12)) son consideradas como ecuaciones algebraicas. Entonces, el modelo queda definido mediante el siguiente sistema de ecuaciones algebraicas [53]:

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - X_s I_{ds} + X_m I_{dr} \quad (2.14)$$

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} + X_s I_{qs} - X_m I_{qr} \quad (2.15)$$

$$V_{qr} = R_r I_{qr} - s X_m I_{ds} + s X_r I_{dr} \quad (2.16)$$

$$V_{dr} = R_r I_{dr} + s X_m I_{qs} - s X_r I_{qr} \quad (2.17)$$

donde $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ es el deslizamiento. Dado que el flujo del estator está alineado con el eje d (control de campo orientado), el voltaje del estator tiene ángulo cero y por lo tanto $V_{qs} = V_D$ y $V_{ds} = 0$. Asimismo, todas las variables y parámetros se encuentran en [pu] a excepción de ω_s y ω_r , las cuales están en [rad/s].

2.1.2. Modelo del sistema mecánico

El modelo de la turbina eólica básicamente representa, mediante el uso de una expresión algebraica (la dinámica de la turbina se considera infinitamente rápida), la relación entre

el torque mecánico extraído de la turbina (T_m) y la velocidad del viento (v_ω), la cual es posible representar mediante la siguiente relación [14]:

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\rho A \omega_s C_p(\lambda, \theta)}{S_b} \frac{v_\omega^3}{\omega_r} \quad [pu] \quad (2.18)$$

donde ρ es la densidad del aire en [kg/m^3], A es el área de barrido de la turbina en [m^2], C_p es el coeficiente de potencia (adimensional), el cual depende del *pitch angle* (θ) en [$^\circ$] y de *tip speed ratio* $\lambda = \frac{k\omega_r R}{pv_\omega}$ (adimensional), con k razón de caja reductora de velocidad (adimensional), ω_r velocidad angular del rotor en [rad/s], R radio de la turbina en [m], p pares de polos. El coeficiente de potencia es representado a través del siguiente modelo no lineal [54]:

$$C_p(\lambda_i, \theta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (2.19)$$

donde el parámetro intermedio λ_i es definido por $\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\theta} - \frac{0,035}{\theta^3 + 1} \right)^{-1}$.

Cabe destacar que $C_p(\lambda, \theta) < 0,593$ para cualquier valor de λ y θ pues éste es el límite de Betz, es decir, independiente del diseño de la turbina la mayor cantidad de energía cinética del viento que puede ser convertida en energía mecánica es de 16/27 (59.3%) [14].

Por otro lado, la turbina eólica posee distintas estructuras mecánicas giratorias en el eje tales como turbina, aspas, caja reductora de velocidad y rotor del generador. Existen diferentes modelos dependiendo del grado de detalle que se necesite: modelo de seis masas, modelo de tres masas, modelo de dos masas y modelo de una masa [55].

En general, el modelo de ejes puede ser modelado por una o dos masas. Cuando interesa el impacto de las fluctuaciones de potencia eólica, se emplea un modelo de una sola masa que considera la turbina, la caja reductora de velocidad y el rotor del generador como un conjunto, es decir, una inercia equivalente para representar la masa de todos estos elementos. Cuando la preocupación por la respuesta del sistema a las perturbaciones fuertes es el foco de interés, se recomienda un modelo de dos masas. En ese caso, la turbina con el lado lento de la caja reductora de velocidad está representado por una inercia, y el rotor del generador con el lado rápido de la caja reductora de velocidad está representada por otro [56].

2.1.2.a. Modelo de dos masas

Este modelo se denomina de dos masas pues se considera como la primera masa la turbina eólica y la segunda masa el generador eólico, ambas unidas por una caja de velocidad, tal como se muestra en la Figura 2.4.

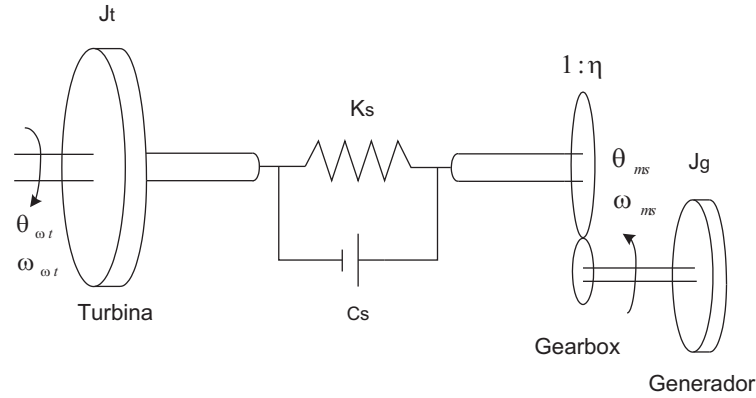


Figura 2.4. Esquema de modelo de 2 masas

Las ecuaciones que describen el comportamiento de este modelo son las siguientes:

$$\frac{H_t}{\omega_s} \frac{d\omega_{\omega t}}{dt} = T_m - K_s(\theta_{\omega t} - \theta_{ms}) - C_s(\omega_{\omega t} - \omega_{ms}) \quad (2.20)$$

$$\frac{H_g}{\omega_s} \frac{d\omega_{ms}}{dt} = K_s(\theta_{\omega t} - \theta_{ms}) + C_s(\omega_{\omega t} - \omega_{ms}) - T_e \quad (2.21)$$

$$\frac{d\theta_k}{dt} = \omega_{\omega t} - \omega_{ms} \quad (2.22)$$

donde H_t es la constante de inercia de la turbina en [s]; H_g es la constante de inercia del generador en [s]; $\omega_{\omega t}$ es la velocidad angular de la turbina en [rad/s]; ω_{ms} es la velocidad angular del eje en [rad/s]; $\theta_{\omega t}$ es ángulo rotacional de la turbina en [rad]; θ_{ms} es ángulo rotacional del eje en [rad]; $\theta_k = \theta_{\omega t} - \theta_{ms}$ es el ángulo equivalente de torsión en [rad]; C_s es el coeficiente de amortiguamiento del eje en [s] y K_s es el coeficiente de rigidez de eje en [pu].

2.1.2.b. Modelo de una masa

El modelo de una sola masa considera la turbina, la caja reductora de velocidad y el rotor del generador como un conjunto, es decir, una inercia equivalente para representar la masa de todos estos elementos (H_D).

En este estudio se trabajará con este esquema debido a que el análisis se centra en el sistema eléctrico y no en el comportamiento del sistema mecánico ni en las oscilaciones de éste. Asimismo, *General Electric* (GE) en su documento de modelo dinámico de parques eólicos [21] recomienda usar un modelo de una masa para estudios dinámicos de sistemas eléctricos de potencia.

En este sentido, la ecuación de oscilación simplemente está dada por:

$$\frac{2H_D}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad [pu] \quad (2.23)$$

donde H_D es la constante de inercia del conjunto turbina y generador en [s], $T_e =$

$X_m(I_{qs}I_{dr} - I_{ds}I_{qr})$ es el torque eléctrico en [pu], T_m es el torque mecánico en [pu] y ω_s es la velocidad sincrónica en [rad/s].

2.1.3. Modelo de controladores

2.1.3.a. Controles convencionales

Como se comentó anteriormente el DFIG está compuesto por un convertidor de aproximadamente un 30 % de la capacidad nominal del generador. Este convertidor *back-to-back*, conecta la red, que opera en la frecuencia síncrona (f_s), con el circuito del rotor, que funciona a frecuencia de deslizamiento (sf_s). Este convertidor se obtiene mediante el uso de dos convertidores AC-DC y un DC *link*. Por simplicidad, se supone que el convertidor de *back-to-back* es ideal, es decir, la tensión en el DC *link* se mantiene constante, la conversión de frecuencia se realiza sin pérdidas, el convertidor del lado de la red absorbe instantáneamente la potencia activa que se inyecta en el circuito del rotor, y el convertidor del lado del rotor crea instantáneamente las tensiones del rotor asignadas por los controladores [53], [57].

El voltaje del rotor se expresa en términos de las componentes de eje q y d. Se puede demostrar que mediante el uso de control de campo orientado, la tensión, o la potencia reactiva, pueden ser controladas de forma independiente mediante la variación de la tensión de rotor de eje d. Por otro lado, la velocidad angular o la potencia activa pueden ser controladas mediante la variación de forma independiente de la componente voltaje del rotor en el eje q [18], [19], [20]. Esta separación es fundamental en el diseño de los controladores del DFIG.

Control de potencia activa y reactiva

Este desacoplamiento permite que la velocidad o la potencia activa puedan ser controladas en forma independiente al actuar sobre la tensión en el eje q del rotor, y la tensión o la potencia reactiva puedan ser controladas actuando sobre el voltaje en el eje d del rotor. Típicamente, la tensión del rotor de eje q se controla para maximizar la potencia extraída del viento [14] y el voltaje del eje d del rotor se controla para mantener una salida de potencia reactiva deseada [58]. En la literatura, se emplea un sistema de control genérico basado en controladores PI para llevar a cabo este control. En general, los sistemas de control de potencia activa y reactiva consideran tanto un lazo interno de corriente (respuesta rápida) y un lazo externo de potencia (respuesta lenta) [18], [24], [59], [53], [60], [61]. En la Figura 2.5 y la Figura 2.6 se muestran estos esquemas de control, en los cuales se utiliza una estructura de dos controladores PI en cascada donde el lazo de control rápido regula las componentes activa y reactiva de la corriente del rotor, mientras que las corrientes de referencia son reguladas por el lazo más lento de potencia activa y reactiva [53].

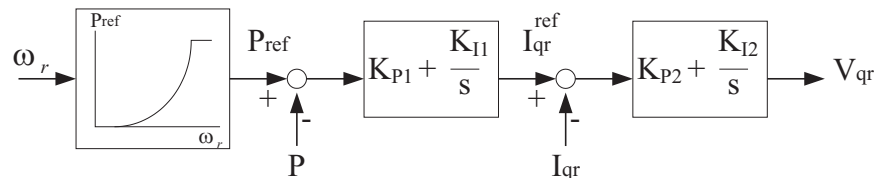


Figura 2.5. Controlador de velocidad

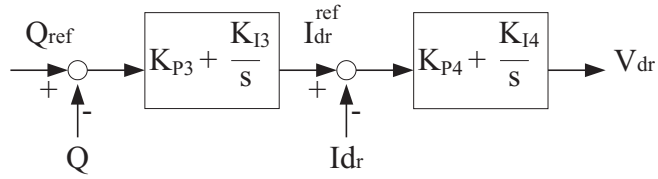


Figura 2.6. Controlador de potencia reactiva

Es posible observar que en el lazo de control de potencia activa aparece un bloque en el cual se obtiene la potencia de referencia de la turbina (P_{ref}). Esta potencia se obtiene de un seguimiento a los puntos óptimos para distintas velocidades de viento, lo cual se muestra en la Figura 2.7.

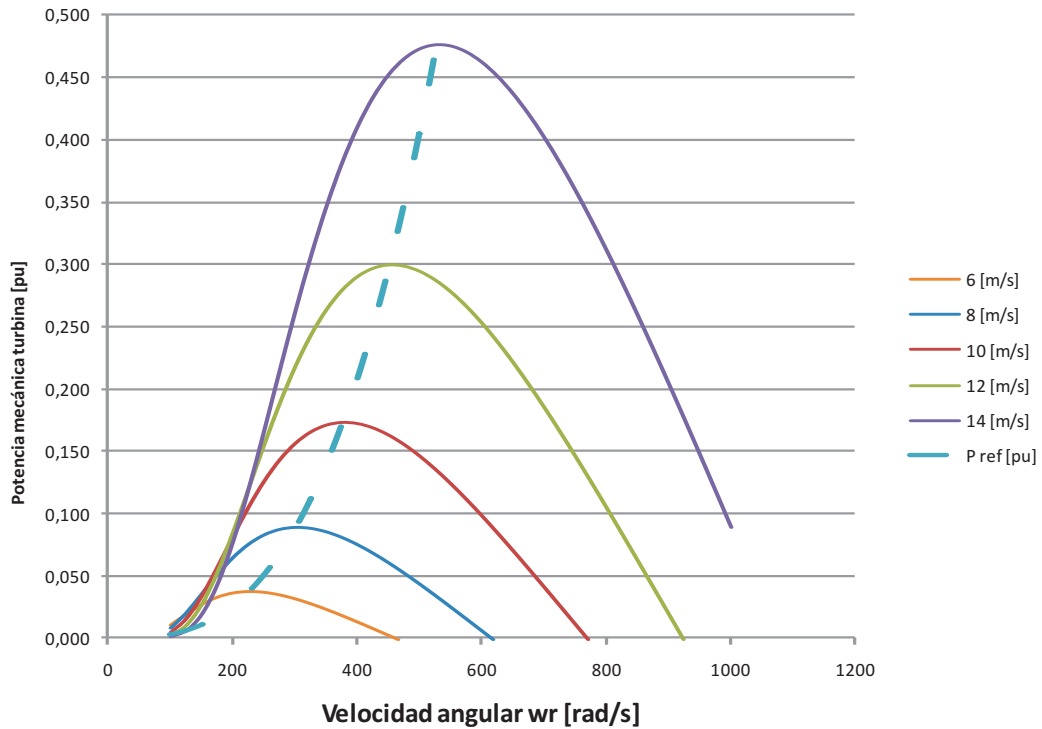


Figura 2.7. Curva de potencia de referencia

Cabe destacar que se aproxima la potencia de referencia por una función cúbica, es decir, $P_{ref} = C\omega_r^3$. Donde C es una constante que debe ser sintonizada y ω_r es la velocidad angular del rotor.

Por otro lado, la potencia reactiva de referencia (Q_{ref}) es posible asignarla directamente, es decir, si se desea $FP = 1$ para cada turbina, Q_{ref} debe ser 0, o bien, puede quedar anidado a un control a nivel de planta de tensión o factor de potencia que controle todo el parque eólico, en cuyo caso Q_{ref} ya no es un parámetro sino que se convierte en

una variable.

Control de *pitch angle*

Se puede controlar la eficiencia aerodinámica básicamente de dos maneras: mediante el ajuste del *pitch angle* y mediante el diseño aerodinámico de las aspas de la turbina para detenerla cuando la velocidad del viento es superior a su límite (*stall control*) [14], [62], [63]. El *pitch control* y el *stall control* son los más utilizados para limitar la potencia de salida de la turbina. El *stall control* exige, además, que la velocidad de la turbina se mantenga constante [64], [65] y se utilizó principalmente en el comienzo de la industria de la energía eólica [66]. Hoy en día, el mercado está prácticamente gobernada por turbinas con *pitch control* [66], por lo que en este estudio se utiliza este esquema de control.

El control por *pitch angle* modifica la eficiencia aerodinámica de la turbina para que la potencia generada no supere el límite técnico permitido. Este control corresponde a un sistema de ángulo de incidencia variable para modificar la curva de máxima extracción de potencia y así modificar la potencia de salida de la turbina eólica. El actuador *pitch angle* se representa típicamente por un modelo lineal, y la referencia de ángulo de paso se obtiene a través de un controlador PI que compara la velocidad angular o la potencia activa con la referencia correspondiente [67], [24], [21]. Además, la referencia de velocidad (ω_{ref}) debe ser el valor máximo ($1, 2\omega_s$) para que mientras la velocidad de viento (y por ende ω_r) sea menor que la máxima, el *pitch angle* (θ) permanezca en cero. Si la velocidad del viento aumenta por sobre la máxima técnica permitida el control de *pitch angle* debe actuar reduciéndola por medio del aumento del ángulo θ . Es importante notar, además, que existen distintos límites para que el ángulo θ no sobrepase sus límites inferiores y superiores así como tampoco la tasa de cambio $\frac{d\theta}{dt}$. Este esquema se muestra en la Figura 2.8.

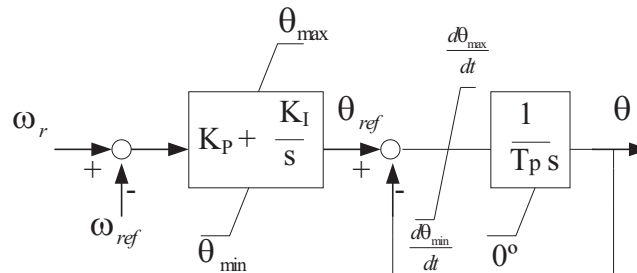


Figura 2.8. Controlador de Pitch Angle

2.1.3.b. Controles especiales

Actualmente los códigos de red de diferentes países, en especial aquellos con mayor penetración de energía eólica, han aumentado sus requerimientos en algunos aspectos tales como control de tensión, potencia reactiva en el punto de conexión y participación en el control primario de frecuencia del sistema, permanecer conectados ante huecos de tensión, etc. [6].

En esta sección se describen controladores para parques eólicos que permiten cumplir con algunos de estos requerimientos. En particular, se muestran los modelos de participación en el control primario de frecuencia y el control a nivel de planta de tensión en el

punto de conexión.

Participación en Control Primario de Frecuencia

Naturalmente los parques eólicos no están hechos para participar en el control primario de frecuencia, esta labor queda en manos de generadores convencionales. Sin embargo, existen esquemas de control para relacionar el generador eólico con la red eléctrica a través de la frecuencia y de esta forma, cuando la frecuencia del sistema disminuye (aumente), los generadores eólicos aumenten (disminuyan) su potencia en el punto de conexión de forma transitoria.

En la literatura existen variados esquemas de control con diferentes modalidades. Algunos que están pensados almacenando reserva para entregar después de una perturbación y otros que no. En este estudio se evalúan en particular dos esquemas de participación en el control de frecuencia: el tipo 1 o esquema de participación inercial, el cual imita la respuesta inercial de máquinas sincrónicas cuando existe una desviación de la frecuencia y entrega energía cinética de sus partes rotantes; y el tipo 2 o esquema de participación a través de *pitch angle*, el cual mantiene reserva a través de la reducción de la eficiencia de la turbina (*pitch angle*) y entrega potencia cuando existe una desviación de frecuencia.

Cabe destacar que en ambos modelos es necesario estimar la frecuencia del sistema, sin embargo, esto no es trivial debido a que cada máquina sincrónica podría tener diferente velocidad transitoriamente. Una transformación que se utiliza comúnmente en análisis de estabilidad es el centro de inercia de referencia (COI: *center of inertia*), el cual está definido de la siguiente forma, según [10], [68]:

$$\delta_{COI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad (2.24)$$

$$\omega_{COI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \omega_i \quad (2.25)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^m M_i \quad (2.26)$$

$$M_i = \frac{2H_i}{\omega_s} \quad (2.27)$$

donde δ_{COI} y ω_{COI} son el ángulo de carga y la velocidad angular del centro de inercia; δ_i , ω_i y M_i son el ángulo de carga, la velocidad angular y la inercia de la máquina sincrónica i ; M_T representa la inercia total del sistema; m es el número total de máquinas sincrónicas.

1. Participación Inercial: Este esquema de participación no necesita reserva para su operación. En el momento de una perturbación, por ejemplo un aumento en la carga, la frecuencia baja y el generador aporta a la red la energía cinética proveniente de las partes rotantes del DFIG (aspas, turbina, rotor del generador, etc.). Por este motivo, disminuye automáticamente la velocidad del generador. Luego de esto, el generador debe aumentar nuevamente su velocidad por lo que unos instantes posteriores aumentará su velocidad disminuyendo la energía que entrega a la red. Es así como bajo esta estrategia, el DFIG emula la respuesta inercial de los generadores sincrónicos convencionales. A través de un lazo de control adicional es posible hacer participar

al parque eólico en el control primario de frecuencia del sistema. La diferencia de la frecuencia del sistema con la referencia (ΔP_{ref}) es una señal extra a la potencia de referencia P'_{ref} que aparece en el lazo de control de velocidad del rotor (ver Figura 2.9). Este esquema de control es propuesto en [23] y en [69], [22], [17].

2. Participación mediante reserva: Este esquema de participación necesita reserva para su operación. Posee un ángulo inicial θ_0 , el cual es un parámetro constante que indica cuánta reserva posee el DFIG. En el momento de una perturbación, por ejemplo un aumento de una carga, la frecuencia baja y el generador aporta a la red esta reserva por lo que el *pitch angle* disminuye. Es posible notar que esta estrategia de control modifica el controlador de ángulo de las aspas agregando al ángulo de referencia dos términos (ver Figura 2.10): (a) el ángulo de reserva (θ_0) que afectará permanentemente el ángulo de referencia y, (b) un término proporcional al error de frecuencia ($B(f_{ref} - f)$) cuyo término da cuenta de la variaciones de la frecuencia en la estrategia. Este esquema de control es propuesto en [27], [24], [25], [26].

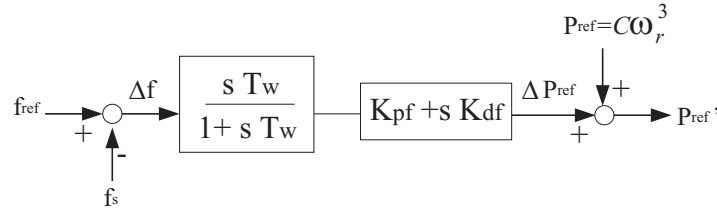


Figura 2.9. Participación Inercial

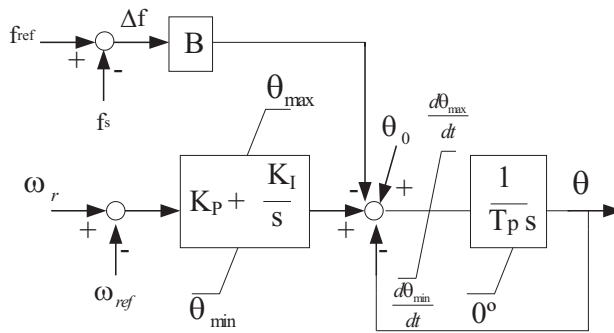


Figura 2.10. Participación a través de pitch angle

Control a nivel de planta de tensión

El control a nivel de planta de tensión cumple la función de regular la tensión en una barra del sistema. Dado que la capacidad de las turbinas para hacer este soporte es limitada en general se utiliza el punto de conexión del parque eólico (PCC). En el esquema que se muestra en la Figura 2.11, propuesto en [21], es posible observar que existe un factor (f_N) que da cuenta de la proporción de generadores que están en línea respecto del total de generadores del parque eólico. Por ejemplo, si $f_N = 0,5$ significa que

la mitad del parque eólico está aportando al control de tensión. Luego de esto, aparece en cascada un controlador PI que entrega la potencia reactiva de referencia (Q_{ref}) a cada generador del parque eólico para mantener la tensión de referencia V_{ref} en la barra que se está regulando (típicamente el PCC). Cabe destacar que existen límites para la potencia reactiva de referencia (Q_{max} y Q_{min}), los cuales son los límites técnicos de los generadores para entregar dicha potencia.

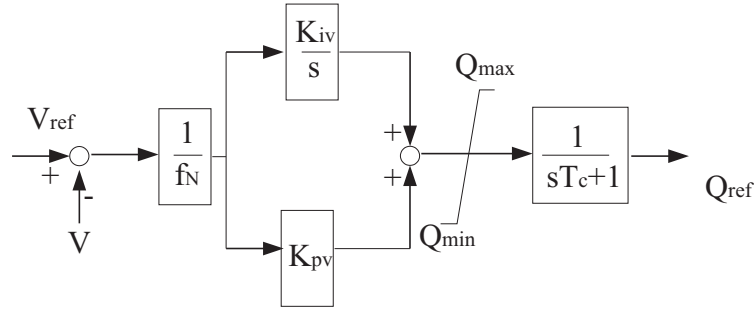


Figura 2.11. Control a nivel de planta de tensión

2.1.4. Modelo de límites en variables

La implementación de la limitación de una variable de estado no es trivial, dado que poseen constantes de tiempo involucradas que no permiten un cambio discreto en su valor. Es por esto que es necesario buscar una manera alternativa en la cual la limitación se realice sobre una variable algebraica y de esta manera se logre tener una limitación discreta en su valor. Con el objeto de poder programar e implementar este modelo de límites en las variables se buscó una forma alternativa de modelar el controlador PI de los lazos de control. Esto se realiza para los esquemas de control que poseen limitaciones en sus variables de estado como son el control a nivel de planta de tensión (Figura 2.11) y el control del ángulo de las aspas (Figura 2.8).

2.1.4.a. Control a nivel de planta

Esta forma alternativa es la que se describe en la Figura 2.12 para el caso particular del control a nivel de planta de tensión. Para que las funciones de transferencia de ambos modelos (Figuras 2.11 y 2.12) sean equivalentes, es necesario que $C = \frac{1}{f_N} \left(\frac{K_{iv}}{s} + K_{pv} \right)$ y $C_\infty = \frac{K_{pv}}{f_N}$, por lo que $C^{-1} - C_\infty^{-1} = -\frac{K_{iv}f_N}{K_{pv}(K_{iv}+sK_{pv})}$.

Con lo anterior, la lógica de implementación del bloque que limita la variable es la siguiente:

- Si $Q_{min} < y'' < Q_{max} \Rightarrow$
 - (1) $K_{pv} \frac{dy'}{dt} = -K_{iv}y' - \frac{f_N K_{iv}}{K_{pv}} Q_{vw}$
 - (2) $Q_{vw} = y''$
- Si $y'' > Q_{max} \Rightarrow$

$$(1) K_{pv} \frac{dy'}{dt} = -K_{iv}y' - \frac{f_N K_{iv}}{K_{pv}} Q_{max}$$

$$(2) Q_{vw} = Q_{max}$$

- Si $y'' < Q_{min} \Rightarrow$

$$(1) K_{pv} \frac{dy'}{dt} = -K_{iv}y' - \frac{f_N K_{iv}}{K_{pv}} Q_{min}$$

$$(2) Q_{vw} = Q_{min}$$

donde $y'' = \frac{K_{pv}}{f_N}(V_{ref} - V - y')$

Cabe destacar que y' e y'' son variables auxiliares intermedias que se encuentra dentro del lazo de control.

Es importante notar que, bajo esta lógica, el límite es impuesto a una variable algebraica y no a una variable de estado, por lo que la implementación es directa y permite incluso cambios discretos en la variable.

Es importante notar que con la lógica anterior, se agrega una ecuación de estado y una ecuación algebraica al sistema.

Cuando estos límites son alcanzados, la estructura dinámica del sistema cambia, lo cual se debe a que al momento de alcanzar dichos límites se desacopla la variable Q_{ref} de la tensión de referencia. Por lo tanto, Q_{ref} ya no es una variable de estado, sino que solo un parámetro que entra al modelo del generador como una referencia de potencia reactiva.

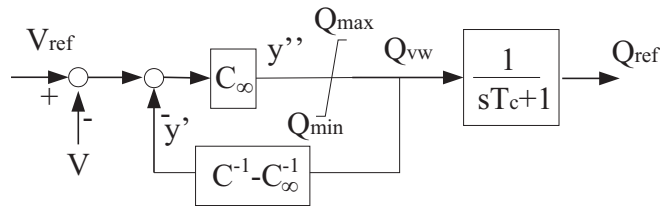


Figura 2.12. Modelo de límites en Control a nivel de planta

2.1.4.b. Control de ángulo de las aspas

De la misma forma que para el modelo del control a nivel de planta de tensión, el modelo del *pitch angle* se utiliza esta forma alternativa que se describe en la Figura 2.13. Luego para que las funciones de transferencia de ambos modelos (Figuras 2.8 y 2.13) sean equivalentes, es necesario que $C = \left(\frac{K_I}{s} + K_P\right)$ y $C_\infty = K_P$, por lo que $C^{-1} - C_\infty^{-1} = -\frac{K_I}{K_P(K_I + sK_P)}$.

Con lo anterior, la lógica de implementación del bloque que limita la variable es la siguiente:

- Si $\theta_{min} < y'' < \theta_{max} \Rightarrow$

$$(1) K_P \frac{dy'}{dt} = -K_I(\omega_r - \omega_{ref})$$

$$(2) \theta_{ref} = K_P(\omega_r - \omega_{ref} - y')$$

- Si $y'' > \theta_{max} \Rightarrow$
 - (1) $K_P \frac{dy'}{dt} = -K_I(y' - \frac{1}{K_P}\theta_{max})$
 - (2) $\theta_{ref} = \theta_{max}$
- Si $y'' < \theta_{min} \Rightarrow$
 - (1) $K_P \frac{dy'}{dt} = -K_I(y' - \frac{1}{K_P}\theta_{min})$
 - (2) $\theta_{ref} = \theta_{min}$

donde $y'' = K_P(\omega_r - \omega_{ref} - y')$

Cabe destacar que y' e y'' son variables auxiliares intermedias que se encuentra dentro del lazo de control.

Es importante notar que, bajo esta lógica, el límite es impuesto a una variable algebraica y no a una variable de estado, por lo que la implementación es directa y permite incluso cambios discretos en la variable.

Es importante notar que con la lógica anterior, se agrega una ecuación de estado y una ecuación algebraica al sistema.

Cuando estos límites son alcanzados, la estructura dinámica del sistema cambia, con lo cual θ_{ref} ya no es una variable de estado, sino que solo un parámetro.

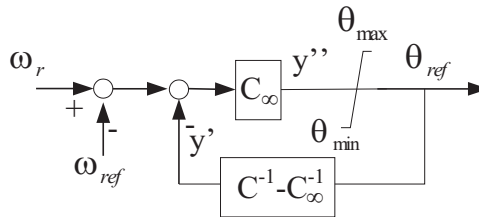


Figura 2.13. Modelo de límites en Pitch angle

2.1.5. Sistema de ecuaciones de DFIG y sus controladores

Considerando las aproximaciones respecto de las dinámicas participantes y los modelos de controladores, generador, sistema mecánico y control a nivel de planta, es posible describir completamente un DFIG y sus controladores a través del sistema de ecuaciones diferenciales (de la (2.28) a la (2.37)) y algebraicas (de la (2.38) a la (2.45)) dadas por:

$$\frac{dy'}{dt} = -\frac{K_{iv}}{K_{pv}}(1 - f_N)y' - f_N \frac{K_{iv}}{K_{pv}}(V_{ref} - V) \quad (2.28)$$

$$\frac{dQ_{ref}}{dt} = \frac{1}{T_c}(-Q_{ref} + \frac{K_{pv}}{f_N}(V_{ref} - V - y')) \quad (2.29)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_D}(T_m - X_m I_{qs} I_{dr} + X_m I_{ds} I_{qr}) \quad (2.30)$$

$$\frac{dx_1}{dt} = K_{I1}(P_{ref} - P) \quad (2.31)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = K_{I2}(K_{P1}(P_{ref} - P) + x_1 - I_{qr}) \quad (2.32)$$

$$\frac{dx_3}{dt} = K_{I3}(Q_{ref} - Q) \quad (2.33)$$

$$\frac{dx_4}{dt} = K_{I4}(K_{P3}(Q_{ref} - Q) + x_3 - I_{dr}) \quad (2.34)$$

$$\frac{dx_5}{dt} = -\frac{K_I}{K_P}(\omega_r - \omega_{ref}) \quad (2.35)$$

$$\frac{dx_6}{dt} = \frac{1}{T_w}(-x_6 + T_w \frac{d\Delta f}{dt}) \quad (2.36)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{1}{T_p}(-\theta + K_P(\omega_r - \omega_{ref} - x_5) + \theta_0 - B_2 \frac{\omega_s - \omega_{COI}}{2\pi}) \quad (2.37)$$

$$0 = -V_{qr} + K_{P2}(K_{P1}(P_{ref} - P) + x_1 - I_{qr}) + x_2 \quad (2.38)$$

$$0 = -V_{dr} + K_{P4}(K_{P3}(Q_{ref} - Q) + x_3 - I_{dr}) + x_4 \quad (2.39)$$

$$0 = -P + V_D I_{qs} - V_{qr} I_{qr} - V_{dr} I_{dr} \quad (2.40)$$

$$0 = -Q + V_D I_{ds} \quad (2.41)$$

$$0 = -V_D - R_s I_{qs} - X_s I_{ds} + X_m I_{dr} \quad (2.42)$$

$$0 = -R_s I_{ds} + X_s I_{qs} - X_m I_{qr} \quad (2.43)$$

$$0 = -V_{qr} + R_r I_{qr} - s X_m I_{ds} + s X_r I_{dr} \quad (2.44)$$

$$0 = -V_{dr} + R_r I_{dr} + s X_m I_{qs} - s X_r I_{qr} \quad (2.45)$$

Considerando el sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas (DAE: *differential algebraic equations*) descrito anteriormente es posible notar que:

- Las ecuaciones (2.28) y (2.29) corresponden a las obtenidas del control a nivel de planta mostrado en la Figura 2.11. Asimismo, V es la tensión en la barra que se desea controlar.
- La ecuación (2.30) corresponde a la del sistema mecánico del modelo del eje de 1 masa.
- Las ecuaciones (2.31) y (2.32) corresponden a las del control de potencia activa/velocidad.
- Las ecuaciones (2.33) y (2.34) corresponden a las del control de potencia reactiva.
- Las ecuaciones (2.35) y (2.37) corresponden a las del control de *pitch angle* (con $\theta_0 = 0$ y $B_2 = 0$).

- La ecuación (2.36) y (2.37) corresponden al esquema de participación en el control de frecuencia inercial y por *pitch angle* (con $\theta_0 \neq 0$ y $B_2 \neq 0$), respectivamente. Asimismo, es posible estimar $\frac{d\Delta f}{dt}$ a través del centro de inercia del sistema, es decir, $\frac{d\Delta f}{dt} = \sum_i^m \frac{H_i}{H_{total}} \frac{\omega_s}{4\pi H_i} (T_{mmi} - E_{di}I_{di} - E_{qi}I_{qi})$ de acuerdo a la Ecuación 2.25. Las variables T_{mm} , E_d , I_d , E_q y I_q , y el parámetro H son atribuidos a los generadores sincrónicos del sistema.
- Las ecuaciones algebraicas (2.38) y (2.39) tienen que ver con los controladores de potencia activa y reactiva, respectivamente.
- Las ecuaciones algebraicas (2.40) y (2.41) tienen que ver con la potencia activa y reactiva, respectivamente.
- Las ecuaciones algebraicas de la (2.42) a la (2.45) tienen que ver con los enlaces de flujo del rotor y del estator del generador eólico.

2.2. Modelo de máquinas sincrónicas

Existen diferentes modelos de máquinas sincrónicas de acuerdo a lo que se quiera evaluar, el tipo de estudio a desarrollar y el intervalo de tiempo a considerar. En este estudio se utiliza el modelo de la máquina sincrónica de 2 ejes, el cual es válido para estudios de estabilidad [10]. Con respecto a los controladores utilizados, se considera un gobernador lineal con *droop* y un sistema de excitación tipo 1 del IEEE [10].

El sistema DAE que permiten modelar la máquina sincrónica esta dado por:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} (-E'_q - (X_d - X'_d)I_d + E_{fd}) \quad (2.46)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} (-E'_d - (X_q - X'_q)I_q) \quad (2.47)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.48)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (T_{mm} - E'_dI_d - E'_qI'_q) \quad (2.49)$$

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_E} (-K_E E_{fd} + V_R) \quad (2.50)$$

$$\frac{dR_f}{dt} = \frac{1}{T_F} (-R_f + \frac{K_F}{T_F} E_{fd}) \quad (2.51)$$

$$\frac{dV_R}{dt} = \frac{1}{T_A} (-V_R + K_A R_f - \frac{K_A K_F}{T_F} E_{fd} + K_A (V_{ref} - V)) \quad (2.52)$$

$$\frac{dT_{mm}}{dt} = \frac{1}{T_{ch}} (-T_{mm} + P_{sv}) \quad (2.53)$$

$$\frac{dP_{sv}}{dt} = \frac{1}{T_{sv}} (-P_{sv} + P_C - \frac{1}{R_D} \frac{(\omega - \omega_s)}{\omega_s}) \quad (2.54)$$

$$0 = -E'_q + X'_d I_d + V \cos(\theta - \delta) \quad (2.55)$$

$$0 = +E'_d + X'_d I_q + V \sin(\theta - \delta) \quad (2.56)$$

Las ecuaciones algebraicas (2.55) y (2.56) responden al circuito equivalente que se muestra en la Figura 2.14.

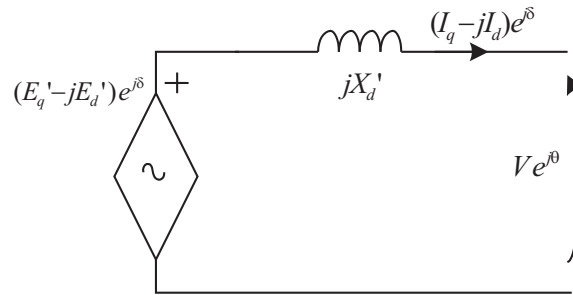


Figura 2.14. Circuito equivalente de máquina síncronica

Mayores detalles de modelo de la máquina síncronica de 2 ejes con sus respectivos controladores es posible encontrarlos en [10].

2.3. Modelo de red y cargas

En este trabajo se consideran dos redes de pruebas del IEEE. Por un lado, se realizan estudios utilizando el sistema de 9 barras del IEEE, en el cual se conecta un parque eólico en la barra 9. Por otro lado, se estudia el comportamiento de un parque eólico considerando el sistema de 39 barras del IEEE, en el cual se conecta dicho parque eólico en la barra 26. Sin perjuicio de lo anterior, se realizan sensibilidades respecto de la barra en que se conecta el parque, por lo que no siempre el parque eólico está conectado en dichas barras.

Respecto del sistema de transmisión, se consideran solo ecuaciones algebraicas que vienen dadas por clásico circuito PI para línea de longitud media, de acuerdo a la Figura 2.15.

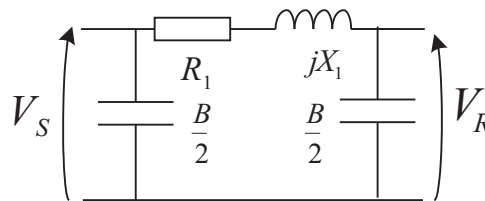


Figura 2.15. Circuito equivalente para líneas de transmisión

Respecto de los transformadores, se considera el circuito utilizado para análisis de SEP, es decir, solo considerando su reactancia y resistencia serie de acuerdo a la Figura 2.16.

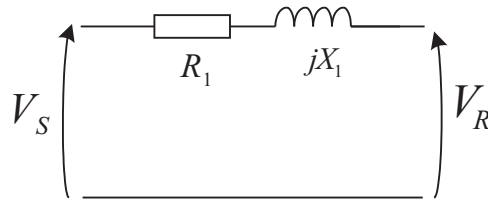


Figura 2.16. *Circuito equivalente para transformadores*

Finalmente, en el caso de las cargas, éstas son consideradas con su modelo potencia constante, lo cual puede ser ejemplificado mediante las siguientes relaciones.

$$P_L = P_0 \quad (2.57)$$

$$Q_L = Q_0 \quad (2.58)$$

donde P_0 y Q_0 son valores constantes.

Capítulo 3

Análisis de Bifurcaciones

Los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por ser sistemas no lineales y por poseer dependencia de parámetros. Considerando ambas características, una técnica que permite estudiar desde el punto de vista dinámico estos sistemas es el análisis de bifurcaciones. Para esto se analizan los diagramas de bifurcaciones, los cuales representan la trayectoria que tienen los valores propios del sistema a medida que se varía un parámetro (parámetro de bifurcación) en el espacio de estado. En el diagrama de bifurcación se indica si para un valor específico del parámetro de bifurcación existe un punto de equilibrio u órbita periódica, y si éstos son estables o inestables de acuerdo al lugar donde se encuentre aquel valor propio. En este sentido, una bifurcación se define como los cambios fundamentales en puntos de equilibrios u órbitas periódicas, o al cambio en sus propiedades de estabilidad cuando un parámetro se varía [12].

Existen diversos tipos de bifurcaciones, sin embargo, solo algunas se han observado en sistemas eléctricos de potencia. La bifurcación silla-nodo (SNB: *Saddle-Node Bifurcation*), la bifurcación inducida por límites (LIB: *limited induced bifurcation*) y la bifurcación de Hopf (HB: *Hopf Bifurcation*) han sido identificadas en la literatura como algunas de las principales razones detrás de la inestabilidad en los sistemas eléctricos de potencia [70].

Los primeros estudios realizados a través de análisis de bifurcaciones no datan de muchos años atrás. Uno de los primeros considerando este tipo de análisis considera un sistema de 3 barras y realiza un seguimiento a los valores propios ubicando el momento en que cruzan por el eje imaginario para identificar el origen de una HB [71]. Más tarde se analizó otro sistema de 3 barras, explicando cómo se comporta el sistema eléctrico con la variación de un parámetro identificando la aparición de SNB y de HB [72]. Otros documentos muestran otras bifurcaciones y fenómenos que aparecen en los sistemas de potencia como ciclos límites, HB subcrítica y supercrítica [73]. El fenómeno de estabilidad y colapso de tensión ha sido ampliamente estudiado mediante análisis de bifurcaciones [74], [75], [76], [77].

Actualmente, el análisis de bifurcación permite determinar e identificar diferentes fenómenos dinámicos pues se evalúan diferentes puntos de equilibrio del sistema por medio de la variación de un parámetro y de esta forma se realiza una búsqueda exhaustiva bajo distintos puntos de operación del sistema. Dentro de estos fenómenos que se han analizado por medio de análisis de bifurcaciones está, por ejemplo, estabilidad de tensión [78], [79], los efectos de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS: *flexible*

alternating current transmission system) [80], [81], la estabilidad de sistemas AC-DC [82], problemas en la cargabilidad del sistema [83], sintonización de estabilizadores del sistema de potencia (PSS: *Power System Stabilizer*) [84], entre otros.

Otro de los aspectos en que los autores han volcado su interés en el último tiempo ha sido la energía eólica. Muchos autores han estado estudiando la influencia de parques eólicos en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Se ha presentado un modelo dinámico para un DFIG con el fin de utilizarlo en análisis de sistemas de potencia por medio de análisis de bifurcaciones, logrando encontrar un punto HB en un sistema de 4 barras [53]. Se ha investigado los modos dinámicos de parques eólicos con DFIG, así como su impacto en las oscilaciones electromecánicas de los sistemas interconectados [32]. Se ha analizado un modelo dinámico de parque eólico observando efectos de inestabilidad de tensión por lo que se toman algunas medidas preventivas [85]. El límite de estabilidad se ha calculado para un sistema eléctrico de potencia con alta penetración eólica a través de análisis de bifurcación [86]. Se ha estudiado el impacto de los parques eólicos en la estabilidad de tensión del sistema eléctrico con y sin dispositivos de compensación de potencia reactiva, tales como condensadores y compensadores estáticos de reactivos (SVC: *static VAR compensator*) [87].

Es importante caracterizar desde el punto de vista matemático los puntos de bifurcaciones que ocurren con mayor frecuencia en sistemas eléctricos de potencia con el fin de poder identificarlos y descubrir su naturaleza en una simulación dinámica. En relación a esto, en la siguiente sección se describen las principales formas en que se manifiestan, consecuencias en la estabilidad del sistema y comportamiento matemático de las principales bifurcaciones que se producen en los sistemas eléctricos de potencia y que son considerados en este estudio.

3.1. Bifurcación Silla-Nodo

La Bifurcación Silla-nodo (SNB) se logra cuando, al variar un parámetro, dos puntos de equilibrio (un nodo y un punto silla) comienzan a acercarse hasta que se unen definiendo un único punto de equilibrio. Cuando se produce esta unión, se dice que se está en presencia de una bifurcación silla-nodo. Luego de la bifurcación, dada la inexistencia de un punto de equilibrio estable, se dice que esta bifurcación es peligrosa (*hard bifurcation*) [12].

Por ejemplo, considere el siguiente sistema. Es importante destacar que se considera un sistema de segundo orden solo por simplicidad y es completamente posible de generalizar para un sistema de orden n .

$$\dot{x}_1 = \mu - x_1^2 \quad (3.1)$$

$$\dot{x}_2 = -x_2 \quad (3.2)$$

Cuando $\mu > 0$, el sistema posee dos puntos de equilibrio, los cuales son $p_1 = (\sqrt{\mu}, 0)$ y $p_2 = (-\sqrt{\mu}, 0)$. Si se linealiza el sistema alrededor de p_1 y se obtiene la matriz jacobiana evaluada en este punto se tiene:

$$\begin{bmatrix} -2\sqrt{\mu} & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$$

Es posible observar que p_1 es un nodo estable con valores propios $\lambda_{1,2} = \{-2\sqrt{\mu}, -1\}$. Por otro lado, si se linealiza alrededor de p_2 y se obtiene la matriz jacobiana evaluada en este punto se tiene:

$$\begin{bmatrix} 2\sqrt{\mu} & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$$

Con lo anterior se aprecia que p_2 es un punto de silla con valores propios $\lambda_{1,2} = \{2\sqrt{\mu}, -1\}$.

Si se hace un barrido respecto del parámetro de bifurcación μ desde valores positivos hasta valores negativos, es posible identificar distintos intervalos respecto del valor de μ :

1. Cuando $\mu \rightarrow 0^+$, el nodo estable $(\sqrt{\mu}, 0)$ se mueve hacia el origen. Lo mismo está ocurriendo con el punto de silla $(-\sqrt{\mu}, 0)$.
2. Cuando $\mu = 0$, el nodo estable y el punto de silla se combinan para establecer un único punto de equilibrio con $\lambda_{1,2} = \{0, -1\}$. Cabe destacar que en este punto un valor propio es cero, lo cual es característico de un SNB [12].
3. Cuando $\mu < 0$, el sistema no posee puntos de equilibrio.

Cuando el parámetro μ cambia desde valores positivos hasta el valor cero, ocurren dos cambios fundamentales: (i) el sistema cambia de 2 a 1 punto de equilibrio, (ii) el sistema luego de tener al menos 1 punto estable, pasa a no poseer ninguno. Este cambio cualitativo en el comportamiento del sistema es llamado bifurcación silla-nodo pues es la fusión de ambos puntos. El parámetro que varía (μ) se llama parámetro de bifurcación y los valores en los cuales ocurren los cambios estructurales son llamados puntos de bifurcación. En el ejemplo anterior el punto de bifurcación es $\mu = 0$. En la Figura 3.1 se muestra el diagrama de bifurcación del ejemplo anterior, donde el eje de las ordenadas corresponde a la norma del punto de equilibrio mientras que el eje de las abscisas corresponde a valor del parámetro de bifurcación. Asimismo, es posible identificar la línea continua como la zona estable, es decir los nodos, mientras que la línea segmentada como la zona inestable, es decir los puntos de silla.

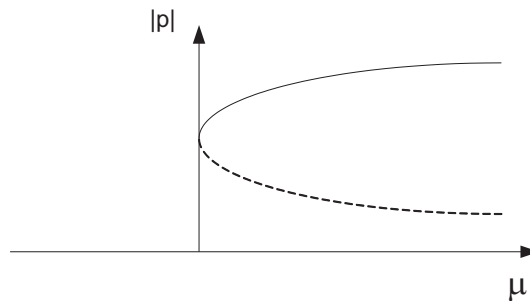


Figura 3.1. Bifurcación silla-nodo

En la clásica curva PV, la nariz de la curva se llama punto límite (LP: *limit point*) [12] y, en general, corresponde al punto donde se produce un SNB. Sin embargo, es importante destacar que no siempre coincide un LP con un punto SNB [88].

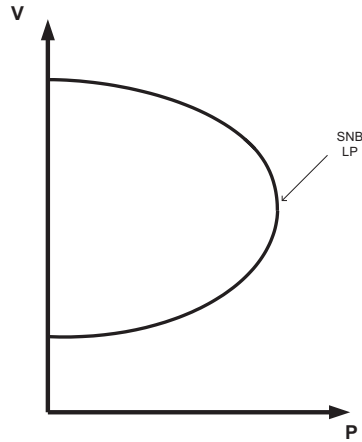


Figura 3.2. Punto SNB y LP en curva PV

3.2. Bifurcación de Hopf

Cuando al variar el parámetro de bifurcación, un par de valores propios complejos conjugados cruzan el eje imaginario del plano complejo hacia el semiplano derecho, se está en presencia de un punto de bifurcación de Hopf (HB) [89]. Es importante destacar que antes de que se produzca el cruce hacia el semiplano positivo, se requiere que todos los valores propios sean estables a medida que se varía el parámetro. Este punto es de interés en SEP debido a que puede ser considerado como un límite de una operación segura, es decir, si ese punto se pasa el sistema se vuelve dinámicamente inestable [83].

En otras palabras, la bifurcación de Hopf (HB) se produce cuando un foco estable comienza a perder estabilidad hasta que un par de valores propios complejos conjugados cruzan el eje imaginario del plano complejo hacia el semi-plano derecho. El punto de cruce se conoce como punto de bifurcación de Hopf. Por lo tanto, esta bifurcación se produce porque dicho foco cambia su condición de estable a inestable.

Existen dos tipos de bifurcaciones de Hopf: HB supercrítica y HB subcrítica.

Para ejemplificar la HB supercrítica se considera el siguiente sistema. Es importante destacar que se considera un sistema de segundo orden solo por simplicidad y es completamente posible de generalizar para un sistema de orden n.

$$\dot{x}_1 = x_1(\mu - x_1^2 - x_2^2) - x_2 \tag{3.3}$$

$$\dot{x}_2 = x_2(\mu - x_1^2 - x_2^2) + x_1 \tag{3.4}$$

lo que expresado en coordenadas polares es:

$$\dot{r} = \mu r - r^3 \tag{3.5}$$

$$\dot{\theta} = 1 \tag{3.6}$$

donde $x_1 = r\cos(\theta)$ y $x_2 = r\sen(\theta)$

De esta representación es posible apreciar que para $\mu < 0$ el origen es un foco estable, por lo que todas las trayectorias son atraídas a él, mientras que si $\mu > 0$ el origen es un foco inestable pero existe un ciclo límite (oscilaciones permanentes con una amplitud y frecuencia específica [12]) estable que atrae todas las trayectorias. Este ciclo límite está dado por $r = \sqrt{\mu}$, lo cual muestra la dependencia del ciclo límite con el parámetro de bifurcación. Asimismo, se observa que esta es una bifurcación segura debido a que cuando el foco estable desaparece debido a una pequeña perturbación, el sistema tendrá una oscilación sostenida con amplitud con amplitud pequeña. Esta bifurcación se muestra en la Figura 3.3.

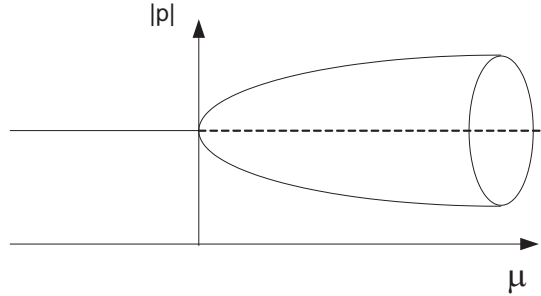


Figura 3.3. *Bifurcación de Hopf supercrítica*

Si se observa la matriz jacobiana evaluada en el punto de equilibrio se tiene:

$$\begin{bmatrix} \mu & -1 \\ 1 & \mu \end{bmatrix}$$

De esta forma, los valores propios que se obtienen de la matriz anterior corresponden a $\lambda_{1,2} = \mu \pm j$. Cabe destacar que al hacer variar el parámetro de bifurcación (μ) desde un valor negativo hasta un valor positivo, el sistema sufre un cambio estructural en su condición de estabilidad.

Por otro lado, la bifurcación de Hopf subcrítica se puede ejemplificar considerando el siguiente sistema, el cual posee la misma matriz jacobiana y por ende los mismos valores propios al caso anterior.

$$\dot{x}_1 = x_1[\mu + (x_1^2 + x_2^2) - (x_1^2 + x_2^2)^2] - x_2 \tag{3.7}$$

$$\dot{x}_2 = x_2[\mu + (x_1^2 + x_2^2) - (x_1^2 + x_2^2)^2] + x_1 \tag{3.8}$$

lo que expresado en coordenadas polares es:

$$\dot{r} = \mu r + r^3 - r^5 \tag{3.9}$$

$$\dot{\theta} = 1 \tag{3.10}$$

donde $x_1 = r \cos(\theta)$ y $x_2 = r \sin(\theta)$

Es posible apreciar que el sistema tiene un único punto de equilibrio (el origen), el cual es un foco estable para $\mu < 0$ y un foco inestable para $\mu > 0$. De la ecuación

$$0 = \mu + r^2 - r^4 \quad (3.11)$$

es posible determinar ciclos límites del sistema, los cuales quedan determinados por la siguiente ecuación:

$$r^2 = \frac{1 \pm \sqrt{1 + 4\mu}}{2} \quad (3.12)$$

De lo anterior se desprende que:

- Si $\mu < -1/4 \Rightarrow$ El sistema no posee ciclos límites.
- Si $\mu = -1/4 \Rightarrow$ El sistema posee un ciclo límite.
- Si $-1/4 < \mu < 0 \Rightarrow$ El sistema posee dos ciclos límites. Es posible demostrar que uno es estable y el otro inestable [12].
- Si $\mu \geq 0 \Rightarrow$ El sistema posee un ciclo límite.

Además, para $\mu < 0$, el origen es un foco estable y todas las trayectorias son atraídas a él. Por otro lado, para $\mu > 0$, el origen es un foco inestable. Entonces, como μ se incrementa de valores negativos a positivos, el foco estable en el origen se funde con el ciclo límite inestable y bifurca en un foco inestable, como lo representa la Figura 3.4

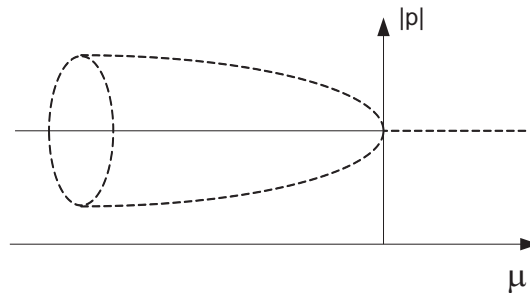


Figura 3.4. Bifurcación de Hopf subcrítica

En términos prácticos, ambas bifurcaciones de Hopf poseen la misma matriz jacobiana y los mismos valores propios ($\lambda_{1,2} = \mu \pm j$) por lo que, si se grafica este valor propio en el plano complejo, se podrá identificar un punto de bifurcación de Hopf por el punto de equilibrio en el cual el valor propio pasa al semi-plano derecho, lo cual puede ser ilustrado mediante la Figura 3.5.

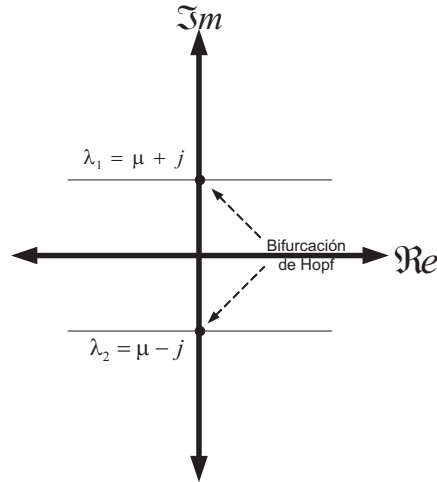


Figura 3.5. Bifurcación de Hopf

3.3. Bifurcación inducida por límite

Las bifurcaciones inducidas por límites (LIB) son bifurcaciones genéricas en sistemas de potencia, las cuales se estudiaron por primera vez en detalle en [36]. En este estudio se observa que el sistema puede caer en inestabilidad automáticamente cuando una variable alcanza su límite, y pueden ser típicamente encontrados cuando se aumenta la potencia activa en la carga. A raíz de lo anterior, la demanda de potencia reactiva también aumenta y por lo tanto los límites de potencia reactiva de generadores u otros dispositivos de regulación de voltaje pueden ser alcanzados [38].

Las bifurcaciones inducidas por límite podrían ocurrir en un punto de equilibrio donde los valores propios de la matriz se someten a un cambio discreto debido a que una variable alcanza su límite, lo cual ocasiona un cambio estructural en el sistema [39]. Este cambio discreto en las ecuaciones del sistema, ocasiona una variación del mismo tipo en el margen de estabilidad del sistema, el cual puede verse disminuido de forma abrupta pasando de un estado de estabilidad a inestabilidad instantáneamente.

El punto de bifurcación LIB ocurre si existe una pérdida repentina de estabilidad cuando se encuentra un límite del sistema. En general, la trayectoria de los valores propios son continuas y suaves al variar un parámetro. Sin embargo, en presencia de un punto LIB, algunas trayectorias de valores propios estables se interrumpen y surgen otras trayectorias que podrían estar en el semiplano derecho. La razón de esta pérdida repentina de estabilidad puede ser explicada con el siguiente ejemplo. Considere un sistema estable con un parque eólico el cual posee un control a nivel de planta bloqueado para entregar el máximo de potencia reactiva del parque. Asumiendo que el voltaje en la barra regulada es V . Además, considerando que la carga en cierta barra es, $P = P_0$, es usada como parámetro de bifurcación. Entonces, dado que P aumenta, la tensión V se reduce de acuerdo a la trayectoria típica de la curva PV (ver Figura 3.6a). El sistema es estable hasta que alcanza un punto HB y la trayectoria de los valores propios está de acuerdo a la Figura 3.7a.

Ahora, considerando que el control a nivel de planta ya no está bloqueado y comienza a regular tensión de modo que $V = V_{ref}$. Cuando $P = P_0$, Q_{ref} debe ser reducido por lo

que $Q_{ref} < Q_{max}$. Como P se incrementa de P_0 , el control a nivel de planta incrementa Q_{ref} hasta que $Q_{ref} = Q_{max}$. En este punto, el sistema cambia su estructura y ahora sigue la trayectoria de potencia reactiva constante. Sin embargo, como el punto HB ha sido sobrepasado, el sistema se vuelve inestable de forma abrupta como se muestra en la Figura 3.6b. Los valores propios poseen una discontinuidad en su trayectoria como se muestra en la Figura 3.7b apareciendo en el semiplano derecho.

En este ejemplo, el punto LIB no existiría si el punto HB a lo largo de la trayectoria de potencia reactiva constante ocurre a una potencia mayor (ver Figura 3.6c); en consecuencia, en este caso el sistema podría no tener esta pérdida de estabilidad abrupta cuando el control a nivel de planta alcanza su límite. La trayectoria de los valores propios poseen una discontinuidad pero luego de ésta aparecen en el semiplano izquierdo por lo que dicha discontinuidad no implica inestabilidad, tal como se muestra en la Figura 3.7c.

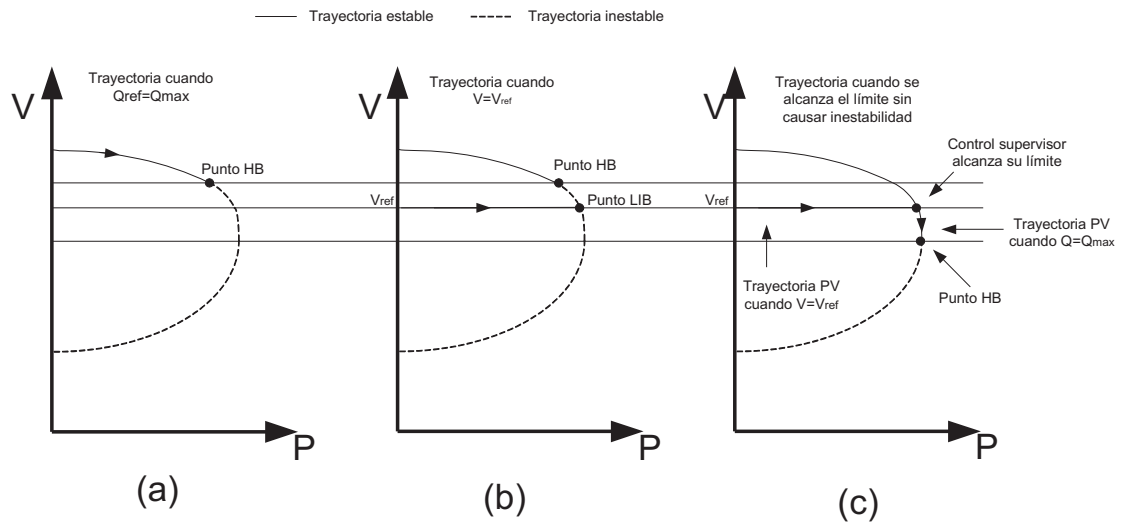


Figura 3.6. Curva PV para un punto LIB

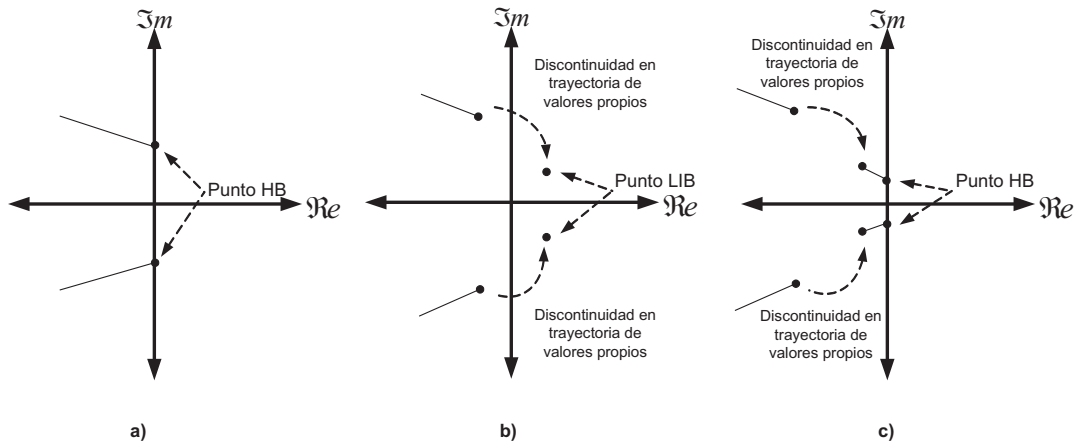


Figura 3.7. Trayectoria de valores propios para un punto LIB

En las siguientes secciones se realizan simulaciones con dos sistemas de pruebas de 9 barras y de 39 barras con el fin de analizar la influencia de diferentes variables como impedancias de líneas, penetración de energía eólica y compensación de reactivos en la estabilidad del sistema. Asimismo, se pretende encontrar los puntos de bifurcación que aparecen con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia como son el punto de bifurcación de Hopf y cómo éstos están estrechamente relacionados con la respuesta en el dominio del tiempo de las variables. Por otro lado, el punto de bifurcación inducido por límites se encuentra cuando se llega a los límites de potencia reactiva del control a nivel de planta del parque eólico ocasionando la abrupta inestabilidad del sistema.

Capítulo 4

Simulaciones para sistema de 9 Barras

El sistema de 9 barras del IEEE es ampliamente utilizado en la literatura como sistema de prueba [10], [90]. El sistema original está compuesto por 9 barras, 3 generadores sincrónicos y 3 cargas. Adicionalmente, para este estudio, se ha agregado un parque eólico de 5 turbinas de 3,6[MW] conectado en la barra 9. Se ha escogido este número de turbinas de manera que represente un 5% de penetración de energía eólica en la capacidad instalada del sistema. El sistema utilizado se puede ver con mayor detalle en la Figura 4.1, mientras que los parámetros de líneas, barras, transformadores, cargas y generadores pueden verse en el Anexo D.

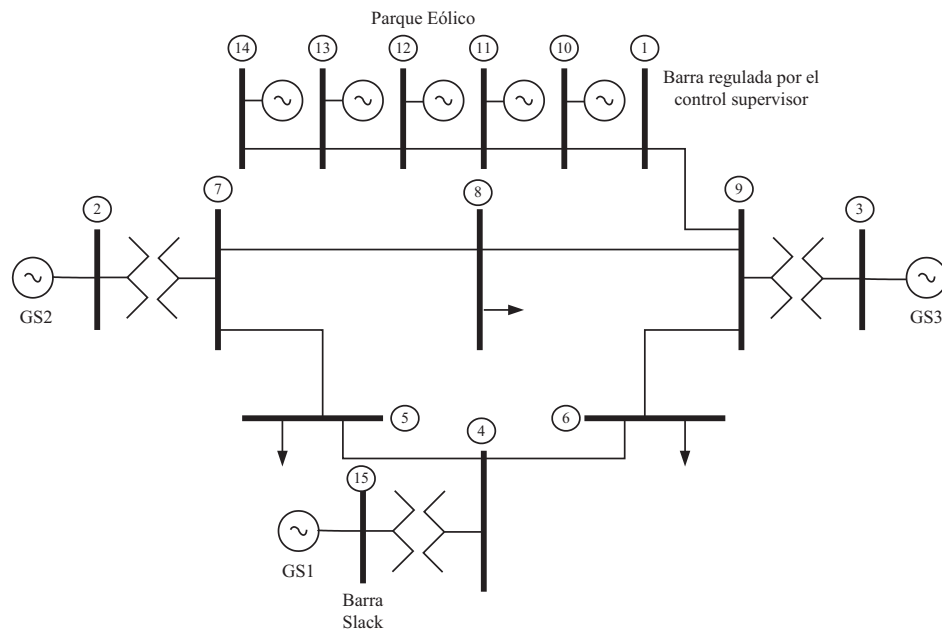


Figura 4.1. Sistema de 9 barras

4.1. Resultados de simulaciones

En esta sección se muestran los resultados obtenidos de realizar un análisis de bifurcación para el sistema anteriormente descrito. Para esto, se utiliza la potencia de la carga en la barra 8 como parámetro, cuyo valor original es de $100[MW]$ (ver Anexo D). Este parámetro de bifurcación permite observar la evolución de los valores propios a medida que se aumenta la carga en la barra 8 desde $200[MW]$ hasta $400[MW]$. Se utiliza la barra 8 debido a que ésta tiene la particularidad de estar al centro del sistema, por lo que una variación en la carga de ella podría influir, a priori, en la dinámica de todos los elementos del sistema sin tener algún sesgo por la cercanía. Además, se considera una velocidad del viento para cada turbina del parque eólico de $11[m/s]$ lo que implica tener aproximadamente al 77% de la potencia nominal del parque eólico. Los casos analizados son los siguientes:

- Caso sin control a nivel de planta: Sin control a nivel de planta y sin participación en el control de frecuencia por parte del parque eólico.
- Caso con control a nivel de planta: Con control a nivel de planta y sin participación en el control de frecuencia por parte del parque eólico.
- Caso con participación tipo 1: Con control a nivel de planta y con participación inercial en el control de frecuencia por parte del parque eólico.
- Caso con participación tipo 2: Con control a nivel de planta y con participación a través de *pitch angle* en el control de frecuencia por parte del parque eólico.

Asimismo, se realizan sensibilidades considerando diferentes situaciones para evidenciar la posible influencia de estas variables en la dinámica del sistema. Dentro de las sensibilidades que se evalúan están entre otros: mayor penetración eólica, disminución de reactancia de líneas de transmisión, cambio en parámetros y límites de controladores, compensación reactiva, etc.

4.1.1. Caso sin control a nivel de planta

En esta sección se analizan los resultados del análisis de bifurcación para el caso sin control a nivel de planta. Se observa que el punto de HB se encuentra cuando la potencia en la carga de la barra 8 es de $326[MW]$. En la figura 4.2 se muestra la evolución de los valores propios. Es posible identificar claramente dos trayectorias diferentes, las cuales corresponden a cómo evolucionaron los modos de tensión y electromecánico a medida que se varió el parámetro de bifurcación. Estos modos son llamados de tensión y electromecánico debido a las variables que participan en cada uno de ellos.

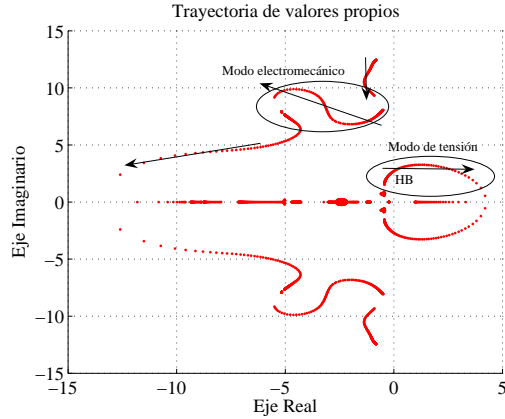


Figura 4.2. Trayectoria de valores propios

La tabla 4.1 muestra en la primera fila las variables que tienen mayor participación en el modo de tensión, el cual se hace inestable cuando la potencia de carga es de 326 [MW], es decir, se llega a un punto de bifurcación de Hopf (HB). Por otro lado, en la segunda fila se muestran los factores de participación (*PF: participation factors*) de cada una de las variables participantes según metodología descrita en Anexo B. De acuerdo a esto, en el modo que se hace inestable participan prácticamente las variables del control de tensión de las tres máquinas sincrónicas pero no los generadores eólicos.

VARIABLES	E_{q1}	R_{f1}	E_{q2}	R_{f2}	E_{q3}	R_{f3}
PF	0,14	0,07	0,15	0,08	0,13	0,06

Tabla 4.1

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO DE TENSIÓN EN PUNTO HB

En la tabla 4.2 es posible observar las variables participantes del modo electromecánico. Estas variables claramente corresponden a este tipo de modo debido a que son las relacionadas con la potencia de los generadores sincrónicos. Además, es posible notar que no participa δ_3 (ángulo del generador sincrónico 3) debido a que este ángulo es de referencia y por lo tanto para este estudio es un parámetro y no una variable.

VARIABLES	δ_1	ω_1	δ_2	ω_2	ω_3
PF	0,24	0,22	0,07	0,08	0,09

Tabla 4.2

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO ELECTROMECAÁNICO EN PUNTO HB

Es importante destacar, además, la dirección de la trayectoria de los valores propios a medida que se aumenta la potencia en la carga: el modo de tensión se va moviendo hacia la derecha, es decir se hace “menos estable”; mientras que el modo electromecánico se va moviendo hacia la izquierda, es decir se hace “más estable”.

En la Figura 4.3 se muestra el resultado de una simulación dinámica en el tiempo

al mismo sistema anteriormente descrito dada una pequeña perturbación (de un 1% de la carga inicial aproximadamente) en la potencia de la carga conectada en la barra 5. El punto en que se realiza la simulación es en $P_{carga} = 325[MW]$, lo cual corresponde a un valor levemente menor al punto HB obtenido en el análisis de bifurcación anterior. Es posible observar que la variable E_q del generador sincrónico 1 posee una frecuencia de oscilación (ver Anexo C) que está cercana a los $0,42[Hz]$, lo cual se puede verificar al analizar la Figura 4.2 donde el punto HB se logra cercano a los $0,41[Hz]$ aproximadamente. La diferencia se debe a que en el caso de una simulación dinámica se consideran modelos no lineales, los cuales tienen validez en cualquier punto del sistema, en cambio en el caso de la bifurcación se trata de un punto de equilibrio en el cual los modelos están linealizados en torno a dicho punto de equilibrio. Esta linealización es válida en una vecindad solo en torno al punto de equilibrio por lo que si se está más distante de esa vecindad, la linealización incurre en errores mayores.

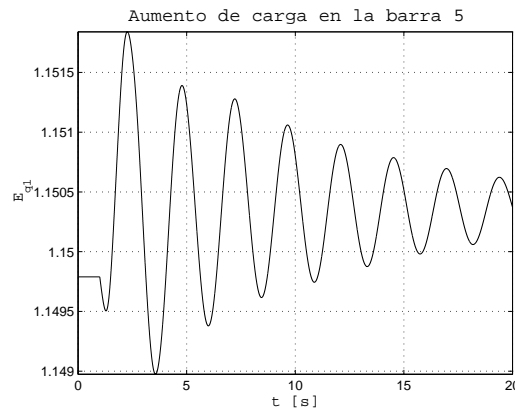


Figura 4.3. Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (sin control a nivel de planta)

4.1.2. Caso con control a nivel de planta

En este caso se activa el control a nivel de planta, el cual controla la tensión en la barra 1 del sistema. Este análisis se realiza considerando el parque eólico sin participación en el control de frecuencia. Adicionalmente a lo anterior, se considera distintas tensiones de referencia en el control a nivel de planta para observar su influencia en los valores propios.

En la Tabla 4.3 se muestra un resumen de los resultados obtenidos considerando el control a nivel de planta activo y sin participación en el control de frecuencia de parte del parque eólico. En la primera columna se muestra la tensión de referencia del control a nivel de planta de tensión del parque eólico. En la segunda columna se muestra el valor de la potencia de carga en el cual el sistema se vuelve inestable, en la tercera columna es posible observar el rango del parámetro de bifurcación (P_{carga}) en el cual la variable Q_{ref} del control a nivel de planta no está limitada y, finalmente, en la última columna se clasifica el punto inestable como HB o LIB.

Es necesario destacar que este rango de P_{carga} corresponde al intervalo en el cual la orden de potencia reactiva (Q_{ref}) no está limitada y por lo tanto cuando realmente

se está controlando la tensión, es decir, por ejemplo cuando la tensión de referencia es $V_{ref} = 0,98[pu]$, el punto de bifurcación de Hopf se encuentra cuando $P_{carga} = 327[MW]$ y se está controlando tensión cuando la P_{carga} está entre $265[MW]$ y $315[MW]$. Lo anterior implica que cuando $P_{carga} = 266[MW]$, $Q_{ref} = -0,39[pu]$ y cuando $P_{carga} = 314[MW]$, $Q_{ref} = 0,52[pu]$. Estos límites de Q_{ref} son los recomendados por GE para su generador de $3,6[MW]$ [21]. En este rango se está controlando la tensión en el punto de conexión, por lo que ésta será igual a la tensión de referencia (V_{ref}), sin embargo, fuera de este rango el parque eólico no es capaz de entregar la potencia reactiva necesaria para obtener la tensión de referencia y Q_{ref} quedará en su valor límite y la tensión en el punto de conexión estará dada por este valor (fijo) de potencia reactiva.

$V_{ref}[pu]$	Inestabilidad [MW]	Rango de P_{carga} sin limitar $Q_{ref}[MW]$	HB o LIB
1	327	200-248	HB
0.98	327	265-315	HB
0.97	341	298-340	LIB

Tabla 4.3

RESUMEN DE RESULTADOS CON DISTINTOS VALORES DE V_{ref} CONSIDERANDO EL CONTROL A NIVEL DE PLANTA ACTIVO

Con $V_{ref} = 1[pu]$:

Es posible apreciar en la Figura 4.4 que el control a nivel de planta es capaz de controlar tensión manteniéndola en su valor de referencia hasta que se llega al límite de la potencia reactiva ($Q_{ref} = 0,52[pu]$), lo cual es posible notarlo en la Figura 4.5. Este valor corresponde al valor en por unidad en base a la potencia nominal de la turbina de GE 3,6 [MW] [21]. Cabe destacar que, llevado a la base del sistema (100 [MW]), este valor corresponde a $Q_{ref} = 0,52 \frac{3,6}{100} = 0,0187[pu]$.

Como se muestra en las figuras siguientes se llega al límite de la potencia reactiva cuando P_{carga} llega al valor de $248[MW]$ donde el control a nivel de planta es incapaz de alcanzar el valor de referencia de la tensión y ésta comienza a disminuir de la misma forma que una típica curva PV (ver Figura 4.4). Lo anterior se produce debido a que el control a nivel de planta se desacopla del resto del sistema y la orden de potencia reactiva a cada generador del parque es solo un parámetro de referencia (no una variable) de valor $Q_{ref} = 0,52[pu]$. Con Q_{ref} limitado a su valor máximo y con el control a nivel de planta desacoplado del resto del sistema se llega al punto HB cuando $P_{carga} = 327[MW]$.

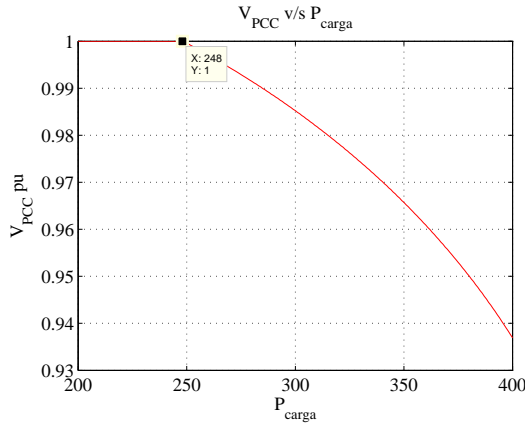


Figura 4.4. V_{ref} en función de P_{carga}

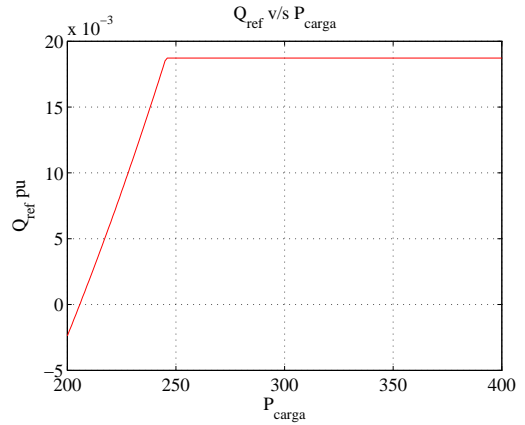


Figura 4.5. Q_{ref} en función de P_{carga}

La tabla 4.4 muestra las variables participantes en el modo que se hace inestable en el momento en que se obtiene un punto HB. En la tabla es posible observar, en la primera fila las variables que participan en el modo que se hace inestable mientras que en la segunda fila se muestran los factores de participación de éstas. En el modo que se hace inestable participan prácticamente las variables del control de tensión de las tres máquinas sincrónicas pero no los generadores eólicos. En la figura 4.6 se muestran las trayectorias de los valores propios. Las flechas muestran el sentido de la evolución del parámetro de bifurcación. El modo que pasa del semiplano negativo al semiplano positivo es el modo de tensión de las máquinas sincrónicas. Se observa un “salto” en la trayectoria del modo, es decir, el modo no sigue una trayectoria continua. Esto se debe a que se produjo un cambio en la estructura del sistema debido a que se limitó la variable Q_{ref} del control a nivel de planta. Desde que P_{carga} va de 200[MW] a 248[MW] se muestra en negro, luego se produce el “salto” y finalmente, cuando P_{carga} va entre 249[MW] y 400[MW] aparece en rojo. Estos “saltos” o discontinuidades en la trayectoria de los valores propios, en particular, la del modo de tensión se pueden ver con mayor detalle en la Figura 4.7.

Variables	Eq_1	Rf_1	Eq_2	Rf_2	Eq_3	Rf_3
PF	0,14	0,07	0,15	0,08	0,13	0,06

Tabla 4.4

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO DE TENSIÓN EN PUNTO HB CON $V_{ref} = 1[pu]$

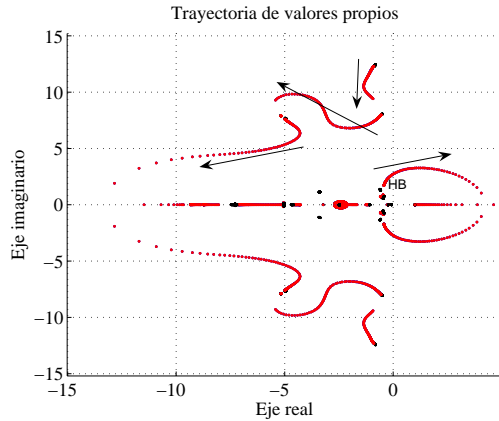


Figura 4.6. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 1[pu]$

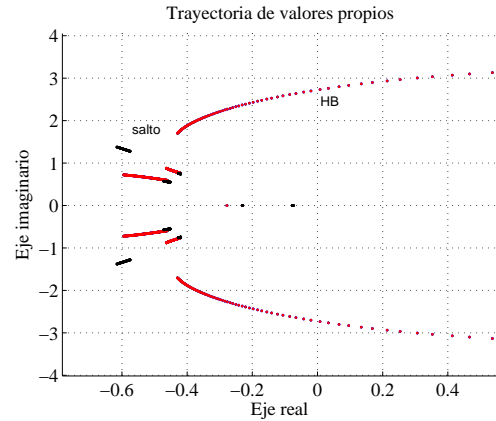


Figura 4.7. Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos

Ahora se realiza una simulación dinámica considerando una potencia en la barra 8 de $P_{carga} = 325[MW]$, lo cual corresponde a un valor levemente menor a la potencia donde se obtiene el punto HB con el fin de lograr una respuesta estable en el tiempo. Considerando una pequeña perturbación en la potencia de la carga conectada en la barra 5 (un 1% del valor original de la barra 5), es posible observar lo siguiente:

En la Figura 4.8 se observa la variable E_q del generador sincrónico 1 para un valor de $V_{ref} = 1[pu]$. Al analizar esta figura es posible notar que la frecuencia de oscilación (ver Anexo C) está cercana a los $0,41[Hz]$, lo cual se puede verificar al analizar la Figura 4.7 donde el punto HB se logra cercano a los $0,42[Hz]$. La diferencia se debe a que en el caso de una simulación dinámica se consideran modelos no lineales, lo cuales tienen validez en cualquier punto del sistema, en cambio en el caso de la bifurcación se trata de un punto de equilibrio en el cual los modelos están linealizados en torno a dicho punto de equilibrio. Esta linealización es válida en una vecindad solo en torno al punto de equilibrio por lo que si se está más distante de esa vecindad, la linealización incurre en errores mayores.

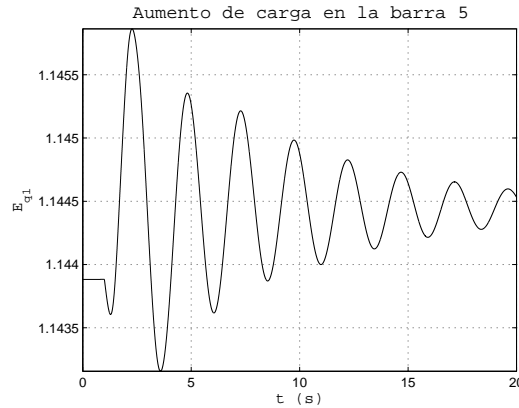


Figura 4.8. Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 1[pu]$)

Con $V_{ref} = 0,98[pu]$:

En la figura 4.9 se muestran las trayectorias de los valores propios para el caso con $V_{ref} = 0,98[pu]$. Nuevamente las flechas muestran el sentido de la evolución del parámetro de bifurcación. Se observa dos “saltos” en las trayectorias de los modos, es decir, no es una función continua a medida que varía el parámetro de bifurcación. Esto se debe a que se produjo un cambio en la estructura del sistema debido a que existen tres secciones con respecto al límite de la variable Q_{ref} del control a nivel de planta: desde que P_{carga} va de $200[MW]$ a $264[MW]$ Q_{ref} está limitada a su valor mínimo, luego se produce un primer “salto” y se encuentra la segunda sección donde P_{carga} va de $265[MW]$ a $315[MW]$, luego se produce el segundo “salto” y finalmente se encuentra una tercera sección donde P_{carga} va de $316[MW]$ a $400[MW]$. Estas tres zonas están caracterizadas de la siguiente forma:

- La primera zona (en negro en las Figuras 4.9 y 4.10) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $200[MW]$ y $264[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor mínimo. En esta primera zona la variable Q_{ref} parte limitada desde el comienzo de la simulación ($200[MW]$) y por lo tanto el control a nivel de planta es incapaz de alcanzar el valor de referencia de la tensión ($V_{ref} = 0,98[pu]$). Es así como la orden de potencia reactiva a cada generador del parque (Q_{ref}) se mantiene constante en su valor mínimo ($Q_{ref} = -0,39[pu]$) y por lo tanto el control a nivel de planta está desacoplado del resto del sistema y la orden de potencia reactiva a cada generador del parque es solo una referencia de valor $Q_{ref} = -0,39[pu]$. Es por esto que en este intervalo el comportamiento de la tensión es como una típica curva PV, como se muestra en la Figura 4.11.
- La segunda zona (en azul en las Figuras 4.9 y 4.10) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $265[MW]$ y $315[MW]$ y el control a nivel de planta está regulando tensión en el PCC. En este intervalo la tensión está siendo controlada por el control a nivel de planta y por lo tanto se mantiene fija en $0,98[pu]$, tal y como se muestra en la Figura 4.11.
- La tercera zona (en rojo en las Figuras 4.9 y 4.10) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $316[MW]$ y $400[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor máximo. En

este intervalo, el control a nivel de planta se desacopla del resto del sistema y la orden de potencia reactiva a cada generador del parque será solo un parámetro de referencia de valor $Q_{ref} = 0,52[pu]$, el cual se mantiene por todo el intervalo (ver Figura 4.12). Asimismo, nuevamente el comportamiento de la tensión es como una típica curva PV.

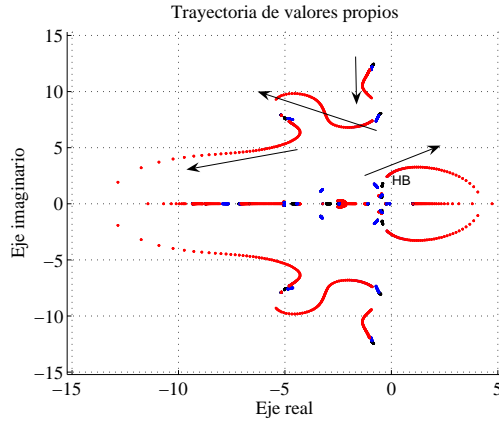


Figura 4.9. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 0,98[pu]$

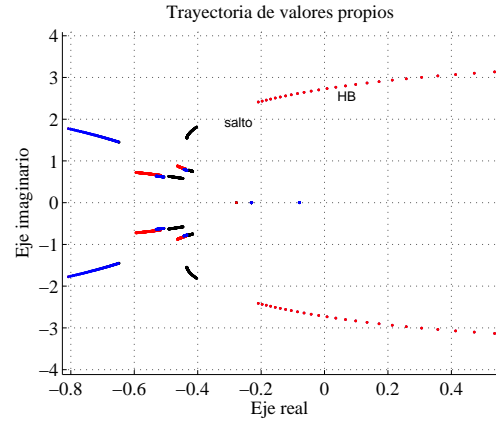


Figura 4.10. Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos

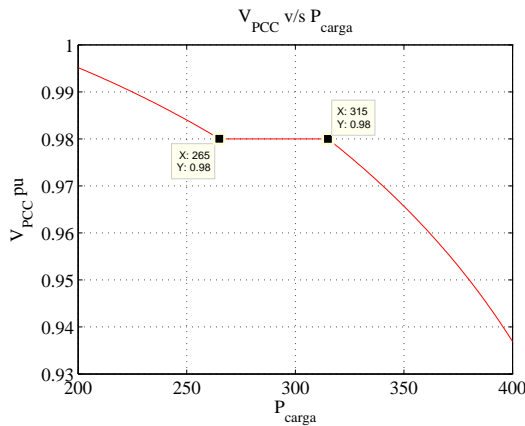


Figura 4.11. V_{ref} en función de P_{carga}

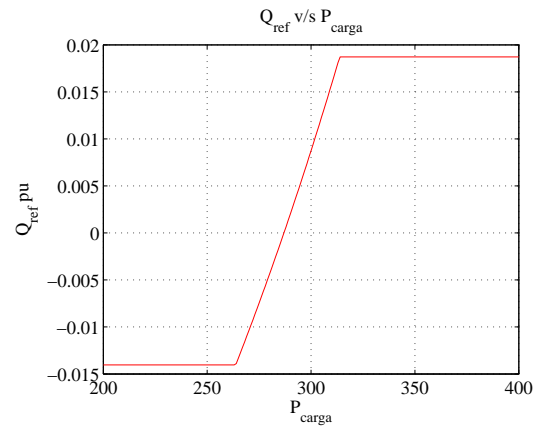


Figura 4.12. Q_{ref} en función de P_{carga}

En este caso el modo que se hace inestable, al igual que en el caso anterior, es el modo de tensión y las variables que participan en él son las misma que se muestran en la Tabla 4.4.

Cabe destacar que, los valores de potencia reactiva del límite del control a nivel de planta se encuentran en la base del sistema (100 [MW]), es decir, el valor $Q_{ref} = 0,52[pu]$ corresponde a $Q_{ref} = 0,52 \frac{3,6}{100} = 0,0187[pu]$; mientras que $Q_{ref} = -0,39[pu]$ corresponde a $Q_{ref} = -0,39 \frac{3,6}{100} = -0,014[pu]$. Lo anterior se puede observar en la Figura 4.12.

Con $V_{ref} = 0,97[pu]$

Considerando el control a nivel de planta del parque eólico con una tensión de referencia $V_{ref} = 0,97[pu]$, es posible observar que existen tres zonas para la trayectoria de los valores propios, como se muestra en la Figura 4.13: a) la primera zona (en negro) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $200[MW]$ y $297[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor mínimo; b) la segunda zona (en azul) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $298[MW]$ y $340[MW]$ y el control a nivel de planta está regulando tensión en el PCC; c) la tercera zona (en rojo) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $341[MW]$ y $400[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor máximo.

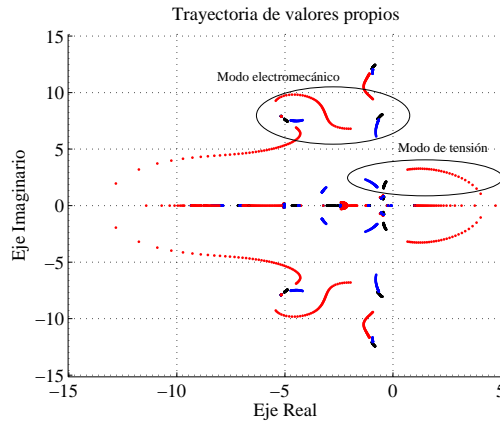


Figura 4.13. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y $V_{ref} = 0,97[pu]$

Es posible notar que existen dos cambios discretos en la trayectoria de los valores propios: el primero con $P_{carga} = 297[MW]$, donde la variable Q_{ref} “salta” de estar limitada a su valor mínimo a estar controlando tensión, y el segundo con $P_{carga} = 340[MW]$, donde la variable Q_{ref} “salta” de estar controlado tensión a quedar limitada a su valor máximo. En este último cambio discreto en la trayectoria de los valores propios, se produce un cambio en la ubicación del modo de tensión llegando al semiplano positivo.

Con $P_{carga} = 341[MW]$ el modo inestable vale $0,67501 \pm j3,1856$ y al calcular sus factores de participación se observa que las variables participantes son E_q y R_f de las tres máquinas sincrónicas. Claramente, este modo está atribuido al controlador de tensión de los generadores sincrónicos y no a variables pertenecientes a los generadores eólicos.

Sin embargo, antes del cambio de ubicación discreta del modo, es decir, cuando $P_{carga} = 340[MW]$, el modo vale $-1,281 \pm j2,3079$. En este caso, las variables participantes son: Q_{ref} , E_q , R_f , las cuales participan entre un 6% y un 15%. Asimismo, se observa que las variables x_3 de los generadores eólicos (variable del control de potencia reactiva del DFIG) poseen un factor de participación del orden de 2% para cada DFIG. En este caso sí se observa participación de los generadores eólicos. Esta interacción dinámica entre generadores sincrónicos y eólicos se debe al acoplamiento a través de la variable Q_{ref} del control a nivel de planta.

Por otro lado, si se observa la Figura 4.14, la curva PV del caso con control a nivel de planta es posible notar que en el intervalo en el cual éste controla la tensión (entre $298[MW]$ y $340[MW]$), ésta se mantiene en el valor de referencia, es decir, $0,97[pu]$.

Antes de aquel intervalo (entre $200[MW]$ y $297[MW]$), la variable Q_{ref} está limitada por Q_{min} y después del intervalo (entre $341[MW]$ y $400[MW]$) de control, la variable Q_{ref} está limitada por Q_{max} , por lo que en ambos intervalos se evoluciona por las curvas PV típicas con una potencia reactiva constante.

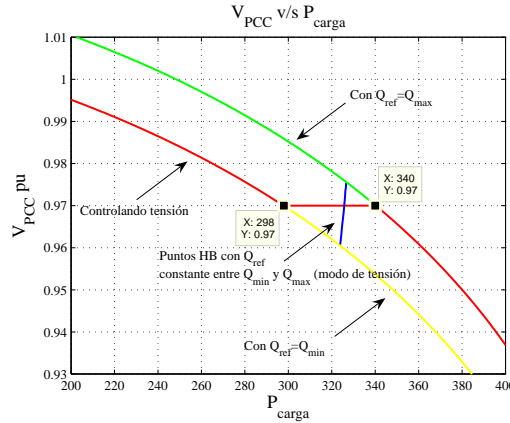


Figura 4.14. Curva PV con límites de control a nivel de planta aplicados

Además, en la línea azul de la Figura 4.14 se muestran los puntos HB que se logran en caso de realizar sucesivas simulaciones con Q_{ref} constante entre Q_{max} y Q_{min} . Es posible observar que si no se tuviera el control a nivel de planta y solo se tuviera una Q_{ref} fija como parámetro el sistema se hace inestable antes respecto de tener el control a nivel de planta. Por lo tanto, en el momento en que se llega al límite de potencia reactiva ($Q_{ref} = Q_{max}$) y cambia la estructura del sistema, éste automáticamente se hace inestable debido a que el sistema estaría en una condición de inestabilidad de no haber estado el control a nivel de planta. Lo anterior se muestra adicionalmente en la Figura 4.15 donde es posible observar que dadas estas sucesivas simulaciones con Q_{ref} fija y constante se pueden lograr distintas curvas PV's y, con círculos se muestran los distintos puntos HB's para cada una. Cabe destacar que la primera y la última curva PV de la figura corresponden a las curvas límites con $Q_{ref} = Q_{min}$ y $Q_{ref} = Q_{max}$.

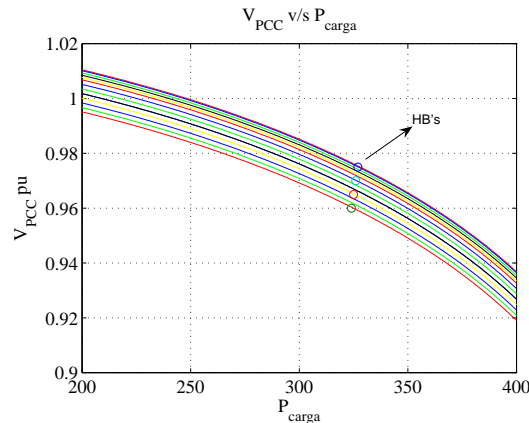


Figura 4.15. Curvas PV limitadas entre Q_{max} y Q_{min}

De acuerdo a todo lo anterior, es posible constatar que se encuentra un punto LIB cuando la $P_{carga} = 341[MW]$ y la variable Q_{ref} se limita a su valor máximo. Cabe destacar que al utilizar el control a nivel de planta para regular tensión en la barra 1, se puede superar la frontera de estabilidad dada por el sistema sin control a nivel de planta (línea azul de la Figura 4.14). No obstante, una vez alcanzado el límite de potencia reactiva la estabilidad estructural del sistema cambia de forma abrupta pasando de estable a inestable.

Por otro lado, en el momento que se limita el control a nivel de planta el valor propio, asociado al control de tensión de los generadores sincrónicos “salta” al semiplano derecho, ocasiona un colapso de tensión. Por este motivo, si se realiza una simulación dinámica en el tiempo con una pequeña perturbación en la potencia demandada en la barra 5 (del orden del 1% de la potencia de la barra), es posible observar este colapso en la tensión en el PCC (ver Figura 4.16).

Cabe destacar que, dado que se utilizan los *solvers* de Matlab para realizar las simulaciones dinámicas, los cuales no soportan variaciones demasiado rápidas, es necesario realizar la simulación en dos partes: En primer lugar se simula desde $t = 0[s]$ hasta $t = 1[s]$, donde el sistema se encuentra en su estado original y considerando estas condiciones iniciales. Luego en $t = 1^+[s]$ se realiza la perturbación (aumento de 1% de la carga 5) llamando nuevamente al *solver*, al cual se le entrega como condición inicial la condición final del periodo anterior, es decir, cuando $t = 1[s]$. Por este motivo, dado que se llama 2 veces al *solver*, en $t = 1[s]$ se produce una discontinuidad en la respuesta de esta Figura 4.16.

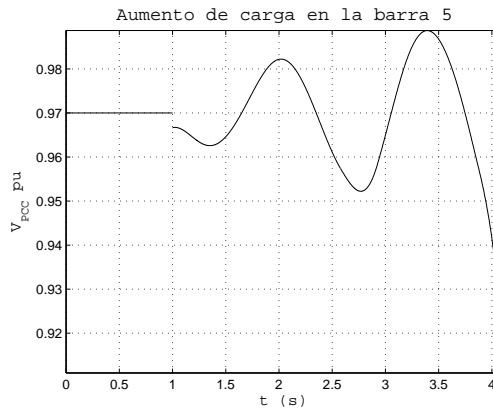


Figura 4.16. Evolución dinámica de V_{PCC} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 0,97[pu]$)

En la Figura 4.17 se observa la variable E_q del generador sincrónico 1 para el mismo valor de $V_{ref} = 0,97[pu]$. Al analizar esta figura es posible notar que la frecuencia de oscilación (ver Anexo C) está cercana a los $0,6[Hz]$, lo cual se puede verificar al analizar la Figura 4.13 donde el punto LIB se logra cercano a los $0,5[Hz]$. La diferencia se debe a que en el caso de una simulación dinámica se consideran modelos no lineales, lo cuales tienen validez en cualquier punto del sistema, en cambio en el caso de la bifurcación se trata de un punto de equilibrio en el cual los modelos están linealizados en torno a dicho punto de equilibrio. Esta linealización es válida en una vecindad solo en torno al punto de equilibrio por lo que si se está más distante de esa vecindad, la linealización incurre en

errores mayores.

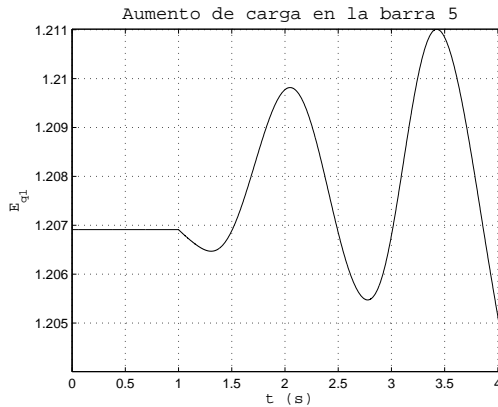


Figura 4.17. Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1 % de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta y $V_{ref} = 0,97[pu]$)

4.1.3. Caso con participación tipo 1

En este caso se considera el control a nivel de planta, el cual controla la tensión en la barra 1 del sistema y además el parque eólico está participando en el control primario de frecuencia a través del esquema tipo 1 descrito en la Capítulo 2.

Para esta simulación se considera una tensión de referencia de $V_{ref} = 1[pu]$. De acuerdo a los resultados, el rango en que el control a nivel de planta está controlando la tensión es casi el mismo que sin participación, es decir, entre 200[MW] y 246[MW]. Como se muestra la Tabla 4.5, el modo que se hace inestable, al igual que en el caso sin participación, es el modo de tensión. En la figura 4.18 se muestran las trayectorias de los valores propios, donde las flechas muestran el sentido de la evolución del parámetro de bifurcación. En la figura 4.19 se muestra un zoom al modo de tensión de las máquinas sincrónicas. Se observa una discontinuidad en la trayectoria del modo de la misma forma que se logra para el caso sin participación.

Variables	E_{q1}	R_{f1}	E_{q2}	R_{f2}	E_{q3}	R_{f3}
PF	0,15	0,08	0,13	0,06	0,14	0,07

Tabla 4.5

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO DE TENSIÓN EN PUNTO HB CON $V_{ref} = 1[pu]$ Y CON PARTICIPACIÓN INERCIAL

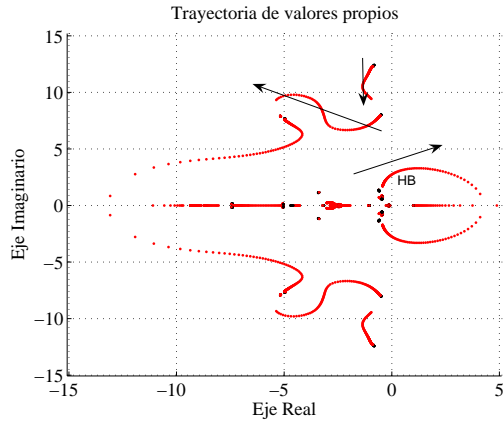


Figura 4.18. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y con participación inercial

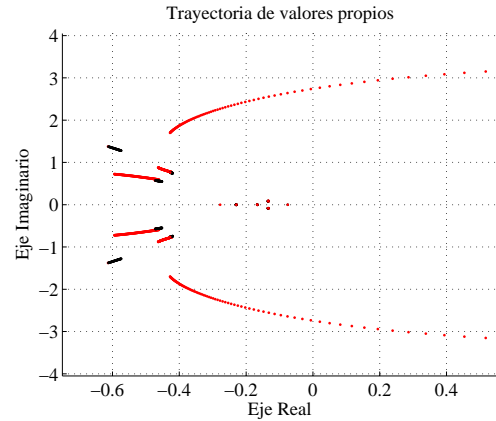


Figura 4.19. Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos

Ahora se realiza una simulación dinámica considerando una potencia en la barra 8 de $P_{carga} = 325[MW]$, lo cual corresponde a un valor levemente menor a la potencia donde se obtiene el punto HB con el fin de lograr una respuesta estable en el tiempo. Considerando una pequeña perturbación en la potencia de la carga conectada en la barra 5 (un 1% del valor original de la barra 5), es posible observar en la figura 4.20 la variable E_q del generador sincrónico 1 para un valor de $V_{ref} = 1[pu]$. La frecuencia de oscilación está cercana a los $0,41[Hz]$ esto se puede verificar en la figura 4.19 en la cual el punto HB se logra también cerca de los $0,4[Hz]$.

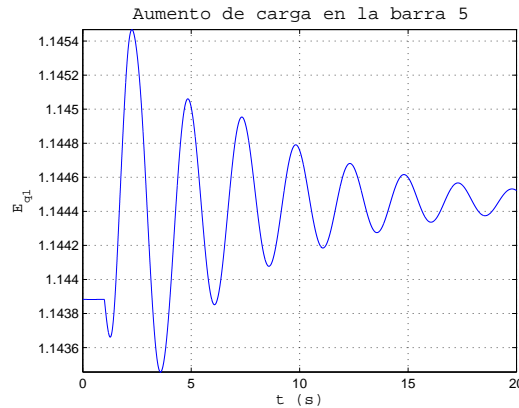


Figura 4.20. Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 0,97[pu]$ y participación inercial)

En consecuencia se observa que no existe una mayor influencia del esquema de participación tipo 1 en los modos críticos (ver Anexo C) del sistema.

4.1.4. Caso participación tipo 2

En este caso se considera el control a nivel de planta, el cual controla la tensión en la barra 1 del sistema. Este análisis se realiza considerando el parque eólico con participación tipo 2 en el control primario de frecuencia. Dadas las mismas consideraciones tomadas en el caso anterior, es posible observar que este tipo de participación tampoco tiene mayor influencia en los modos críticos del sistema. Esto queda evidenciado al observar la trayectoria de los valores propios que se muestra en la Figura 4.21 y en el zoom al modo de tensión de la Figura 4.22.

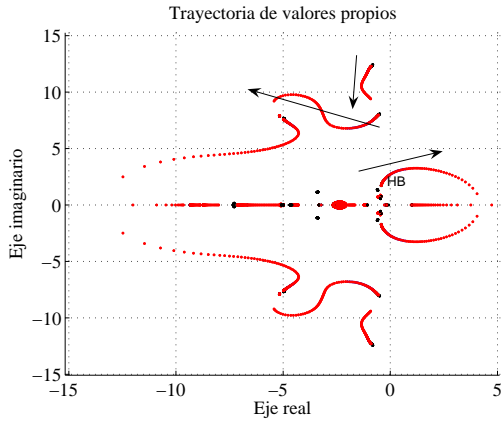


Figura 4.21. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo y con participación por pitch angle

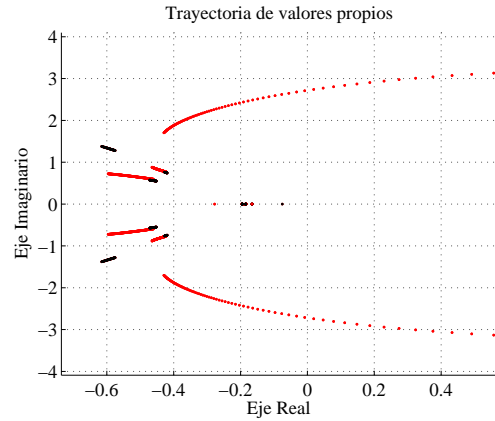


Figura 4.22. Modo del controlador de tensión de generadores sincrónicos

Ahora se realiza una simulación dinámica considerando una potencia en la barra 8 de $P_{carga} = 325[MW]$, lo cual corresponde a un valor levemente menor a la potencia donde se obtiene el punto HB con el fin de lograr una respuesta estable en el tiempo. Considerando una pequeña perturbación en la potencia de la carga conectada en la barra 5 (un 1% del valor original de la barra 5), es posible observar en la Figura 4.23, la variable E_q del generador sincrónico 1 para un valor de $V_{ref} = 1[pu]$. La frecuencia de oscilación está cercana a los $0,41[Hz]$ esto se puede verificar en la figura 4.22 en la cual el punto HB se logra también cerca de los $0,4[Hz]$.

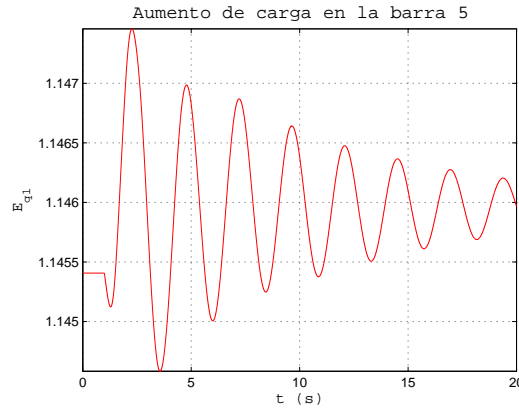


Figura 4.23. Evolución dinámica de E_{q1} luego de un aumento de 1% de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y participación por pitch angle)

4.1.5. Interacciones de las variables

En esta sección se habla acerca de las interacciones dinámicas entre las variables de los distintos modelos estudiados en este trabajo. Se entiende por interacción dinámica el acoplamiento entre variables de dos componentes diferentes del sistema. Por ejemplo, si para algún valor propio se calculan sus factores de participación y se determinan las variables que influyen en él, se hablará de interacción si dentro de estas variables existen algunas atribuidas a los generadores sincrónicos y otras a los generadores eólicos.

En esta sección se determina si existen estos acoplamientos entre variables, bajo qué condiciones se producen y se identifican los modos y variables que interactúan. En términos prácticos, se entenderá por interacción cuando al calcular los factores de participación de un modo se observa que existen variables de los generadores sincrónicos y de los generadores eólicos que tienen una participación mayor o igual al 5%.

4.1.5.a. Caso sin control a nivel de planta

Si para este caso se calculan los factores de participación del modo de tensión en el punto HB, es posible determinar que solo participan variables de los generadores sincrónicos, por lo que se concluye que no existe interacción entre los generadores sincrónicos y eólicos y, en consecuencia, la inestabilidad que se produce se debe simplemente a los generadores sincrónicos. Sin perjuicio de lo anterior, al analizar el resto de modos en el mismo punto de equilibrio se observa que existe un modo donde sí existe interacción pero no influyen mayormente en la dinámica del sistema debido a que éste no es crítico dado que posee un amortiguamiento del 99% y la frecuencia de oscilación es 0.034 [Hz] (calculados de acuerdo a Anexo C). Este modo tiene un valor de $-2,505 \pm 0,21445j$ en el momento que se produce la HB. En la Tabla 4.6 se observan los porcentajes en que participa cada variable. Si bien existe interacción en este modo, es importante notar que la magnitud de la parte real es grande y negativa, es decir, es bastante estable.

VARIABLES	Ed_2	Ed_3	$x1_i \ i=1,\dots,5$
PF	0,07	0,14	0,08

Tabla 4.6

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO DE TENSIÓN CON INTERACCIÓN DE VARIABLES (SIN CONTROL A NIVEL DE PLANTA)

4.1.5.b. Caso con control a nivel de planta

Modo de tensión:

Cuando $V_{ref} = 1[pu]$ y la potencia $P_{carga} = 327[MW]$, es decir en el punto HB, se observa que en el modo de tensión no existe interacción y, por lo tanto, la inestabilidad que se produce se debe simplemente a los generadores sincrónicos. Esto se debe principalmente a que en este rango el control a nivel de planta está limitado, por lo que solamente se comporta solo como un parámetro de referencia y no como una variable para los generadores eólicos, en consecuencia no se controla la tensión.

No obstante lo anterior, al analizar el resto de los modos en el mismo punto de equilibrio enunciado anteriormente se observa que existe un modo donde sí existe interacción pero no influye mayormente en la dinámica del sistema, debido a que no es crítico pues tiene un amortiguamiento de 99% y una frecuencia de $0,044[Hz]$. Este modo es el mismo que se indicó en el caso sin control a nivel de planta: $-2,4745 \pm 0,27608j$). Además, participan las mismas variables que en el caso sin control a nivel de planta, solo variando levemente sus porcentajes.

VARIABLES	Ed_2	Ed_3	$x1_i \ i=1,\dots,5$
PF	0,08	0,17	0,06

Tabla 4.7

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO DE TENSIÓN CON INTERACCIÓN DE VARIABLES (CON CONTROL A NIVEL DE PLANTA)

Modo electromecánico:

Con el fin de analizar el modo electromecánico se calculan los factores de participación cuando la potencia está en el rango donde se controla tensión (200 a 246[MW]) para una tensión de referencia de $V_{ref} = 1[pu]$. En este caso en el modo electromecánico sí existe interacción. Como se muestra en la tabla 4.8 existe una interacción entre la variable Q_{ref} y las variables de los generadores sincrónicos.

VARIABLES	Q_{ref}	E_{q1}	ω_1	E_{q2}	δ_2	ω_2	E_{q3}	δ_3	ω_3
PF	0,10	0,06	0,06	0,05	0,10	0,07	0,05	0,07	0,06

Tabla 4.8

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO ELECTROMECAÁNICO CON INTERACCIÓN DE VARIABLES (CON CONTROL A NIVEL DE PLANTA)

4.1.5.c. Caso participación tipo 1

Modo de tensión:

Considerando la participación tipo 1 tampoco existe interacción en el modo de tensión y por lo tanto la inestabilidad que se produce se debe simplemente a los generadores sincrónicos. Esto se debe principalmente a que en este rango el control a nivel de planta está limitado por lo que solamente se comporta como una referencia de potencia reactiva para los generadores eólicos y no se controla la tensión.

No obstante lo anterior, al analizar el resto de modos en el mismo punto de equilibrio enunciado anteriormente se observa que existen algunos modos donde sí existe interacción pero no influyen mayormente en la dinámica del sistema, éstos son:

- Modo 1 ($-2,8464 \pm 0,26506j$). Este modo es el mismo a los casos anteriores participando las mismas variables.
- El segundo modo en el cual existe interacción es un modo que posee solo parte real, la cual tiene el valor de $-1,0574$. En la tabla 4.9 se observan las variables y sus porcentajes (factores de participación) que participan en este modo. Si bien existe interacción entre las variables de los generadores sincrónicos y eólicos, este modo no se mueve a medida que se varía el parámetro de bifurcación. Además, en éste solo se ve la influencia del filtro pasa bajo que se implementa para esta participación.
- El tercer modo en el cual existe interacción es $-0,13334 \pm 0,084441j$. En la tabla 4.10 se observan las variables y sus porcentajes que participan en este modo. Si bien existe interacción entre las variables de los generadores sincrónicos y eólicos, este modo se mueve muy poco a medida que se realiza la bifurcación (variación del parámetro) y además posee una razón de amortiguamiento cercana al 84 %.

VARIABLES	ω_1	ω_2	$x_{6i} \ i=1,\dots,5$
PF	0,31	0,10	0,08

Tabla 4.9

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO 2 CON INTERACCIÓN DE VARIABLES (CON CONTROL A NIVEL DE PLANTA Y CON PARTICIPACIÓN INERCIAL)

Variables	ω_1	$\omega_{ri} \ i=1,..,5$	$x6_i \ i=1,..,5$
PF	0,18	0,08	0,07

Tabla 4.10

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO 3 CON INTERACCIÓN DE VARIABLES (CON CONTROL A NIVEL DE PLANTA Y CON PARTICIPACIÓN INERCIAL)

Modo electromecánico:

En este caso en el modo electromecánico nuevamente existe interacción dinámica entre las variables de los generadores sincrónicos y eólicos. Las variables y porcentajes de éstos son muy similares a lo que se muestra en la tabla 4.8. Es posible constatar que nuevamente esta interacción ocurre en el rango en que se está controlando tensión por el control a nivel de planta.

4.1.5.d. Caso participación tipo 2

Modo de tensión:

Se observa que al igual que los casos anteriores, en el modo de tensión participan solo las variables del controlador de tensión de los generadores sincrónicos.

Además, nuevamente existe una interacción en el modo $-2,4428 \pm 0,26298j$, en el cual las variables participantes son las mismas a los casos anteriores.

Modo electromecánico:

En este caso en el modo electromecánico nuevamente existe interacción dinámica entre las variables de los generadores sincrónicos y eólicos. Las variables y porcentajes de éstos son muy similares a lo que se muestra en la tabla 4.8. Es posible constatar que nuevamente esta interacción ocurre en el rango en que se está controlando tensión por el control a nivel de planta.

4.2. Sensibilidad con algunos parámetros

Con el objetivo de entender cómo influyen algunos parámetros en los resultados obtenidos hasta aquí se realiza distintas simulaciones variando algunos parámetros relevantes como por ejemplo:

- Penetración de capacidad eólica
- Reactancia de líneas
- Ganancia de control a nivel de planta
- Tensión de referencia
- Compensación reactiva capacitiva

4.2.1. Mayor Penetración

En esta sección se considera una mayor penetración de energía eólica en el sistema de 9 barras modificado. Para este caso se considera una penetración de 15 % respecto de la capacidad del sistema, lo cual equivale a 15 turbinas GE de 3,6[MW].

4.2.1.a. Caso sin control a nivel de planta

Para este caso se observa que el punto HB se encuentra para una potencia de carga 332 [MW]. Este valor es superior al valor obtenido con una penetración de un 5 %, el cual era 326 [MW]. La figura 4.24 muestra la trayectoria de los valores propios para este caso.

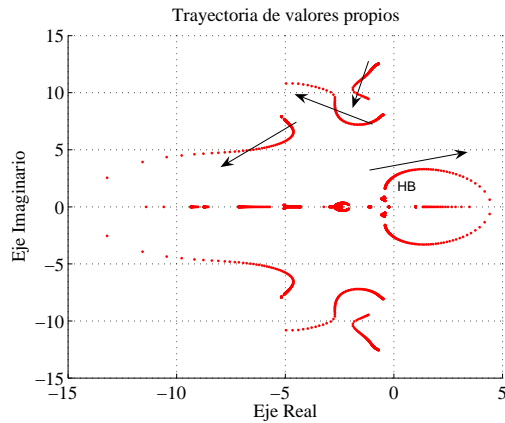


Figura 4.24. Trayectoria de valores propios sin control a nivel de planta activo y con penetración de 15 %

Cabe destacar que la trayectoria de los valores propios es similar al caso con menor penetración de energía eólica, más aún los modos se mueven en las mismas direcciones, observándose nuevamente que el modo que se hace inestable es el valor propio asociado al controlador de tensión de los generadores sincrónicos. Si bien existe una diferencia entre el valor en que ocurre el punto HB del caso con 5 % de penetración y con 15 % de penetración, ésta no es tan grande pues el parque eólico no está aportando al control de tensión y de todas maneras los generadores sincrónicos no son capaces de soportar la tensión por sí solos.

Sin perjuicio de lo anterior, dicha pequeña diferencia se debe simplemente al mayor aporte de potencia activa por parte de los generadores eólicos y que ayudan a satisfacer la demanda, disminuyendo las pérdidas y caídas de tensión en las líneas de transmisión.

4.2.1.b. Caso con control a nivel de planta

Cuando la tensión de referencia es $V_{ref} = 1[pu]$ se observa que el punto HB se encuentra para una potencia de carga 374 [MW]. Este valor es superior al valor obtenido con una penetración de un 5 %, el cual era 327 [MW]. Sin embargo, en este caso el modo que cruza el eje imaginario es el modo electromecánico mientras que el caso anterior era el modo

del control de tensión de los generadores sincrónicos. Esto se muestra en la tabla 4.11 que muestra las variables participantes en el modo electromecánico en este caso. La Figura 4.25 muestra la trayectoria de los valores propios para este caso.

Variabes	Q_{ord}	ω_1	Eq_2	δ_2	ω_2	δ_3	ω_3
PF	0,082	0,091	0,034	0,214	0,175	0,082	0,079

Tabla 4.11

VARIABLES CON MAYOR PARTICIPACIÓN EN MODO ELECTROMECAÁNICO (CON CONTROL A NIVEL DE PLANTA)

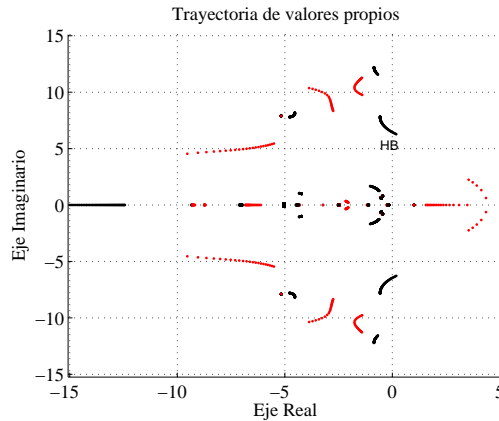


Figura 4.25. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta activo, $V_{ref} = 1[pu]$ y con penetración de 15 %

Al observar la Figura 4.25 es posible notar que cuando se obtiene el punto HB la frecuencia de oscilación es $f_{osc} = 1[Hz]$ aproximadamente. Esto se puede comprobar realizando una simulación dinámica donde se tiene $f_{osc} = 1,1[Hz]$ aproximadamente (ver 4.26). Esta simulación dinámica se realiza considerando una potencia de carga en la barra 8 de $P_{carga} = 370[MW]$, la cual es levemente menor a la potencia en que se obtiene el punto HB.

Con el fin de realizar una comparación con respecto al caso de 5 % de penetración, en las Figuras 4.26 y 4.27, se muestra el comportamiento en el tiempo de la variable ω_2 para ambos casos. Es posible observar que se tiene una mayor frecuencia de oscilación para el caso con mayor penetración. Lo anterior se debe a que en el caso de 5 % de penetración el modo crítico no es el electromecánico sino que es el modo de tensión con una frecuencia de oscilación de $f_{osc} = 0,41[Hz]$, en cambio cuando la penetración es de 15 % el modo crítico es el electromecánico, el cual posee una frecuencia de oscilación de $f_{osc} = 1[Hz]$ aproximadamente. Asimismo, es posible notar una mayor amplitud en las oscilaciones para el caso de una mayor penetración, lo cual no es deseable. No obstante, esto puede ser mejorado al utilizar el esquema de participación tipo 1 (inercial) que permite disminuir las amplitudes de las oscilaciones para este caso de mayor penetración tal y como se muestra en la Figura 4.28.

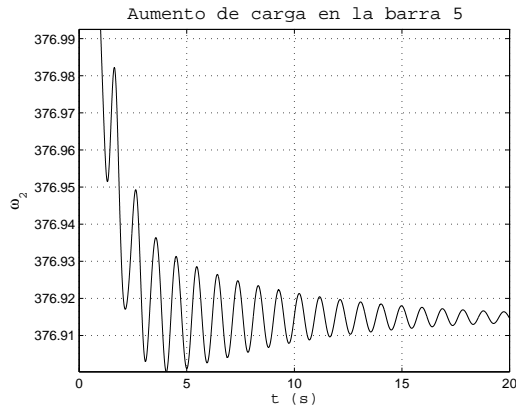


Figura 4.26. Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1 % de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y una penetración de 15 %)

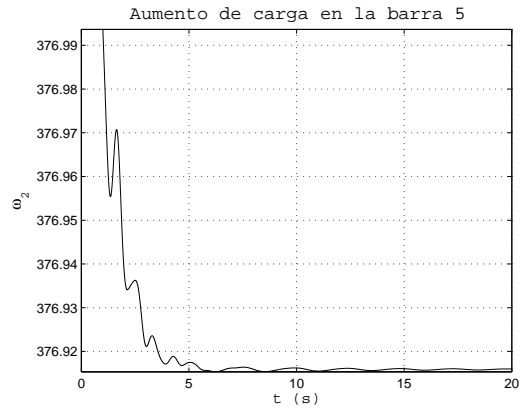


Figura 4.27. Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1 % de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$ y una penetración de 5 %)

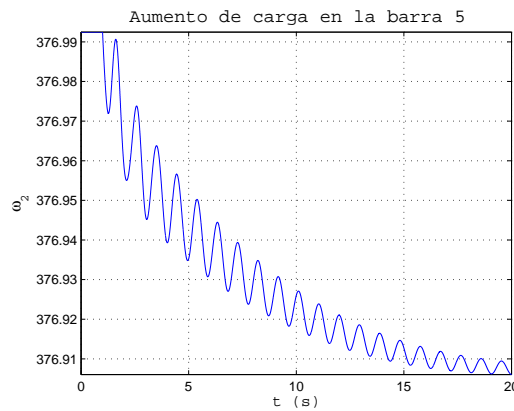


Figura 4.28. Evolución dinámica de ω_2 luego de un aumento de 1 % de la carga en la barra 5 (con control a nivel de planta, $V_{ref} = 1[pu]$, una penetración de 15 % y participación inercial)

En consecuencia, se corrobora que el aumento en la penetración de energía eólica posibilita un mejor soporte en el control de tensión y de esta forma es una ayuda para los generadores sincrónicos en esta labor. En dicha labor resulta clave el control a nivel de planta de tensión del parque eólico, el cual permite un mayor aporte de potencia reactiva a la red y de esta forma el modo que se transforma en inestable ya no es el asociado al control de tensión sino que al modo electromecánico.

Por otro lado, es posible apreciar el aporte que realiza el esquema de participación en el control primario de frecuencia de los parques eólicos, que permite disminuir las amplitudes de las oscilaciones de la frecuencia y de esta manera mejorar el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema.

4.2.2. Disminución de reactancia de línea 8-9

En esta sección se disminuye la reactancia de la línea 8 – 9 debido a que por esta línea circula gran porcentaje del flujo hacia la carga 8 (parámetro de bifurcación) por lo que una disminución en esta reactancia, a priori, mejoraría la situación. El valor original de esta reactancia es de $X_{8-9} = 0,1008[pu]$ (ver Anexo D), cuyo valor fue disminuido a un 10 % del valor original.

De acuerdo a lo que se muestra en la Figura 4.29 se obtiene un mejor comportamiento en la estabilidad del sistema, por lo que se aumenta los punto HB. En esta Figura se muestran distintas curvas PV considerando el control a nivel de planta para diferentes potencias de referencia (Q_{ref}). Los puntos negros corresponden a los distintos puntos de HB obtenidos al realizar la bifurcación manteniendo constante el valor de Q_{ref} a los valores que se muestran en el eje de las abscisas con $X_{Linea8-9}$ en el valor original. La cuadrados rojos corresponden a los distintos puntos de HB obtenidos al realizar la bifurcación manteniendo constante el valor de Q_{ref} a los valores que se muestran en el eje de las abscisas pero con $X_{Linea8-9}$ disminuido al 10 % del valor original. En consecuencia, para el caso con la reactancia de línea en su valor original se tiene que el HB varía entre 324[MW] y 327[MW] aproximadamente mientras que disminuyendo X_{8-9} el HB varía entre 328[MW] y 332[MW] aproximadamente.

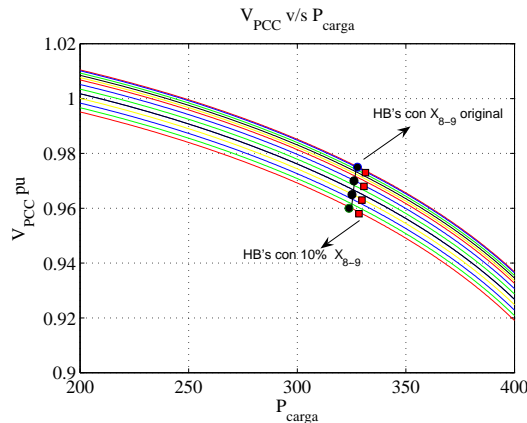


Figura 4.29. Curvas PV limitadas entre Q_{max} y Q_{min} . Sensibilidad con $X_{Linea8-9}$

4.2.3. Variación de ganancia K_{pv} del control a nivel de planta de tensión

Respecto a la ganancia K_{pv} no existe ninguna diferencia si se realiza manteniendo fijo (constante) el valor de Q_{ref} para realizar la bifurcación debido a que las ecuaciones del control a nivel de planta están desacopladas del resto del sistema. Por este motivo, cuando Q_{ref} es una constante, los parámetros del control a nivel de planta no interfieren en el resto del sistema.

Dado lo anterior, se realiza una sensibilidad de K_{pv} pero con Q_{ref} como variable, es decir, considerando el control a nivel de planta controlando la tensión. Para evaluar la influencia de K_{pv} en la dinámica del sistema, en primer lugar se disminuye el valor de dicha ganancia desde su valor original $K_{pv} = 18$ (ver Anexo D) a $K_{pv} = 1,8$ y, además, se

considera $V_{ref} = 0,97[pu]$. En este caso el punto HB se logra cuando $P_{carga} = 332[MW]$ y en el intervalo en que el control a nivel de planta está controlando tensión, es decir entre $298[MW]$ y $340[MW]$, a diferencia del punto anterior (con K_{pv} con el valor original) que se lograba cuando se limitaba Q_{ref} a su valor máximo y ese “salto” estaba cuando P_{carga} era $341[MW]$ ocasionando un punto LIB. De hecho se puede observar la diferencia en la trayectoria de los valores propios entre la Figura 4.13 (con $K_{pv} = 18$) y la Figura 4.30 (con $K_{pv} = 1,8$).

Cabe destacar que al aumentar de 18 a 180 no se aprecian grandes diferencias por lo que no se incluye en la figura.

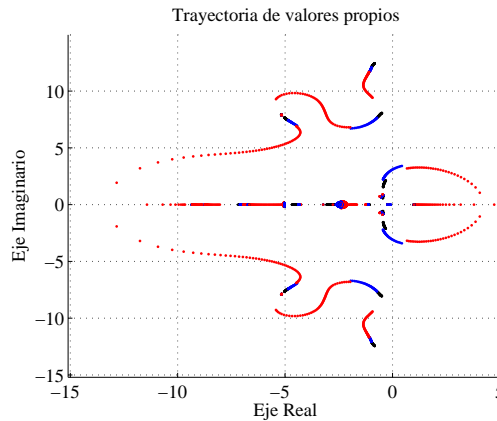


Figura 4.30. Trayectoria de valores propios. Sensibilidad con K_{pv}

En consecuencia, es posible notar la influencia de este parámetro en la estabilidad del sistema, de hecho en [21] se recomienda realizar un análisis de forma de sintonizar esta ganancia para evitar tener problemas de estabilidad además de tener un mejor comportamiento frente a fluctuaciones de viento.

4.2.4. Disminución de la tensión de referencia V_{ref}

De acuerdo a la Figura 4.31 es posible observar que se cambia el punto LIB desde $P_{carga} = 341[MW]$ (como ocurre con la tensión de referencia $V_{ref} = 0,97[pu]$) hasta $P_{carga} = 352[MW]$ (como ocurre con $V_{ref} = 0,965[pu]$). Sin embargo, un poco antes de que se produzca la discontinuidad en la trayectoria de los valores propios ($P_{carga} = 352[MW]$) es posible observar que el modo electromecánico cambia su dirección y se mueve hacia la derecha incluso cruzando el eje imaginario ocasionando un punto HB el cual se logra cuando $P_{carga} = 351[MW]$. Lo anterior se muestra en la Figura 4.32.

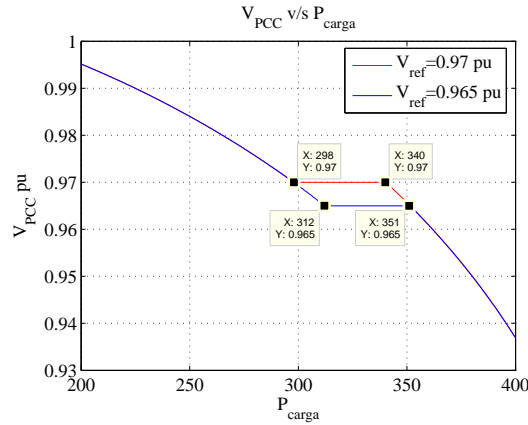


Figura 4.31. Curva PV con $V_{ref} = 0,965pu$

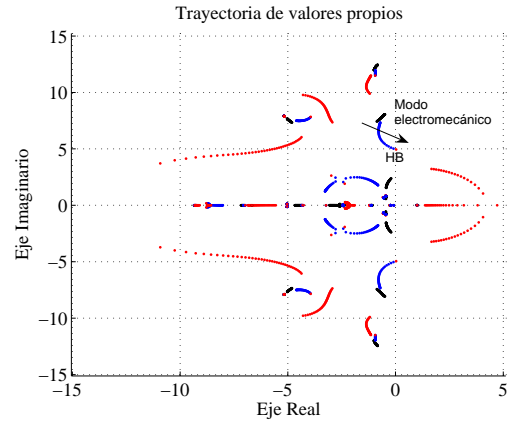


Figura 4.32. Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$

En consecuencia, es posible notar que se puede variar el punto donde se produce la discontinuidad en la trayectoria de los valores propios, sin embargo, esto no necesariamente desencadena un aumento en el margen de estabilidad. En otras palabras, con este cambio en la tensión de referencia, es posible retrasar la inestabilidad debida al modo de tensión, pero de todas maneras aparece una inestabilidad debida al modo electromecánico.

4.2.5. Variación de los parámetros del esquema tipo 1 en la participación en el control de frecuencia

Se realiza una sensibilidad considerando la participación tipo 1 con dos parámetros diferentes: La Figura 4.33 muestra la trayectoria de los valores propios considerando los parámetros de este esquema de participación originales, es decir, $k_{df} = 0,1$ y $k_{pf} = 0,1$ y la Figura 4.34 muestra la trayectoria de los valores propios considerando los parámetros modificados a $k_{df} = 1$ y $k_{pf} = 1$.

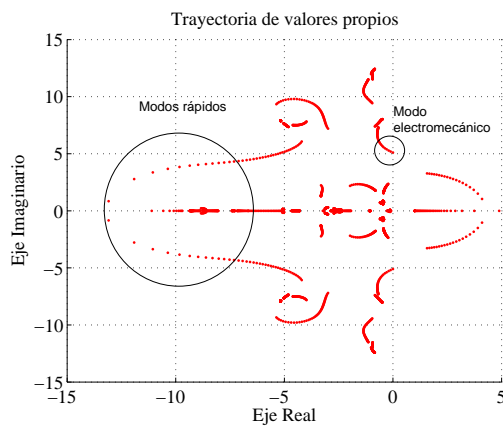


Figura 4.33. Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$ y $k_{df} = k_{pf} = 0,1$

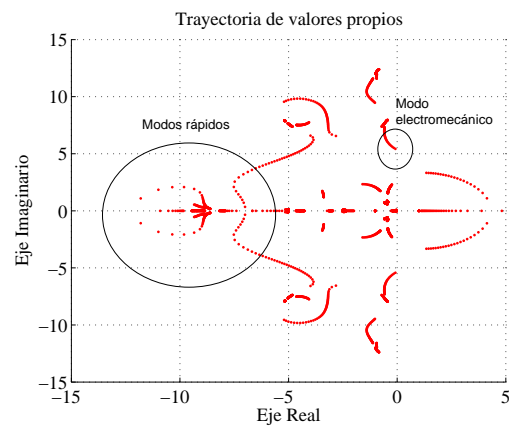


Figura 4.34. Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,965pu$ y $k_{df} = k_{pf} = 1$

Es posible observar que la participación tipo 1 y sus parámetros de control no tienen prácticamente ninguna influencia en los modos críticos tales como el modo de tensión o el modo electromecánico causantes de la inestabilidad en la sensibilidad anterior (Sección 4.2.4). Cabe notar que sí existe una influencia de dichas ganancias de este control en los modos que son rápidos (con parte real -10 aproximadamente), sin embargo, estos modos no tienen injerencia en la estabilidad del sistema pues no son dominantes.

4.2.6. Conexión de un condensador de $Q_c = 0,1[pu]$

En esta Sección se conecta un banco de condensadores en el PCC del parque eólico para ver su influencia en la estabilidad del sistema. En este caso se puede observar que la discontinuidad en la trayectoria de los valores propios se modificaba de $P_{carga} = 341[MW]$ (con $V_{ref} = 0,97[pu]$ y sin condensador) a $P_{carga} = 361[MW]$ (con $V_{ref} = 0,97[pu]$ y con condensador), sin embargo, ocurre algo similar al caso de la sensibilidad 4.2.4, es decir, antes de que ocurra la discontinuidad se produce un punto HB debido al modo electromecánico cuando $P_{carga} = 353[MW]$, como se muestra en las Figuras 4.35 y 4.36.

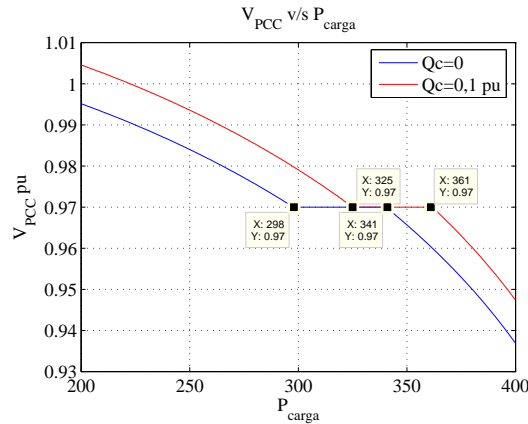


Figura 4.35. Curva PV con $Q_c = 0,1pu$

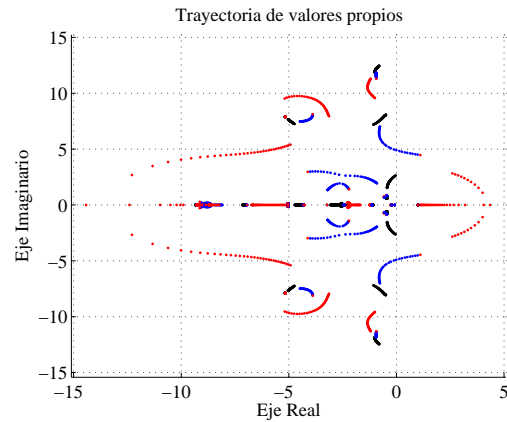


Figura 4.36. Trayectoria de valores propios con $Q_c = 0,1pu$

Conectar un condensador en el PCC del parque eólico apunta a solucionar el problema de la disponibilidad de potencia reactiva para mantener la tensión en el PCC. Si bien es cierto es posible aumentar el punto LIB a un valor por encima de los $341[MW]$, se obtuvo otra limitante: aparece un punto HB definido por el modo electromecánico, el cual se produce antes que el punto LIB ocasionado por el modo de tensión. Por lo tanto, es posible llegar a un límite de estabilidad que no está dado por el modo de tensión sino por el modo electromecánico, el cual se produce cuando el control a nivel de planta está controlando tensión y ocasiona un punto HB antes del punto LIB producido por el modo de tensión. Estos lugares donde se mueven estos puntos HB's, que producen la inestabilidad antes del punto LIB y por lo tanto, corresponden a la frontera máxima de estabilidad del sistema.

4.3. Ampliación del rango de regulación del control a nivel de planta

Como se muestra en las Figuras 4.37 y 4.38, al aumentar los límites en que el control a nivel de planta puede controlar tensión sin que se limite la variable Q_{ref} , se observa que el punto HB ocurre cuando $P_{carga} = 352[MW]$, en el cual el modo inestable es el modo electromecánico. Asimismo, se observa que se está controlando tensión entre 262[MW] y 358 [MW], es decir, se aumenta el rango en el cual el control a nivel de planta del parque eólico está manteniendo la tensión en el PCC a su valor de referencia. Cabe mencionar que los límites de Q_{ref} para esta sensibilidad utilizados fueron $\check{Q}_{ref} = -1[pu]$ y $\hat{Q}_{ref} = 1[pu]$, en relación a los valores originales $\check{Q}_{ref} = -0,39[pu]$ y $\hat{Q}_{ref} = 0,52[pu]$ (ver Anexo D)

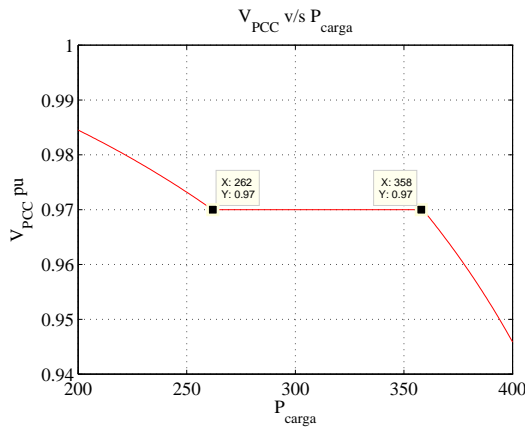


Figura 4.37. Curva PV con límites de Q_{ref} entre $[-1;1]$ pu

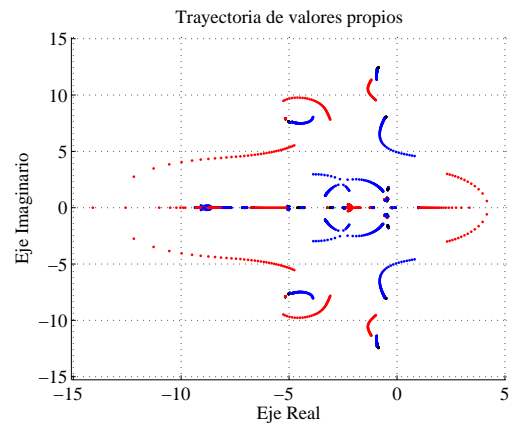


Figura 4.38. Trayectoria de valores propios con límites de Q_{ref} entre $[-1;1]$ pu

Es posible observar que este análisis tuvo un resultado similar al anterior en el sentido que aparece un punto HB definido por el modo electromecánico, el cual se produce antes que el punto LIB ocasionado por el modo de tensión. En este sentido, pueden existir diferentes acciones para intentar aumentar el margen de estabilidad dado por el modo de tensión, sin embargo, de todas maneras aparece el modo electromecánico, el cual se produce cuando el control a nivel de planta está controlando tensión y ocasiona un punto HB antes del punto LIB producido por el modo de tensión, determinando una frontera máxima de estabilidad de este sistema.

Si se amplía aún más el rango de limitación del control a nivel de planta o se conectan distintos condensadores en el PCC, y se realizan simulaciones con distintas tensiones de referencia, es posible encontrar este límite de estabilidad dado por los puntos HB's y por el modo electromecánico. En otras palabras, si se puede solucionar de alguna forma (no importa cual sea) el problema de inestabilidad de tensión, de todas formas se encontrará el límite de estabilidad que está dado por los puntos HB's y por el modo electromecánico. Este límite de estabilidad es el que se grafica de color azul en la Figura 4.39.

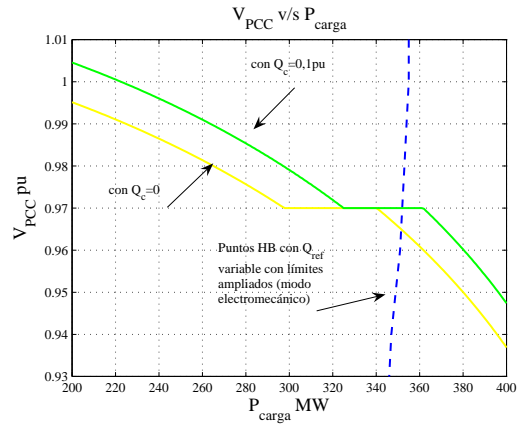


Figura 4.39. Límite de estabilidad dado por los puntos HB del modo electromecánico

Capítulo 5

Resultados sistema de 39 Barras

En el siguiente capítulo se pueden observar los resultados de las simulaciones hechas al sistema de 39 barras del IEEE [91] también llamado *New-England Power System*, cuyos datos se pueden encontrar en el Anexo E. Este sistema se modificó para incluir un parque eólico que represente un 5% de penetración en generación del sistema. Como se muestra en la Figura 5.1, dicho sistema posee 10 generadores sincrónicos y 19 cargas. Asimismo, los parámetros de los generadores eólicos son los mismo a los utilizados para el sistema de 9 barras.

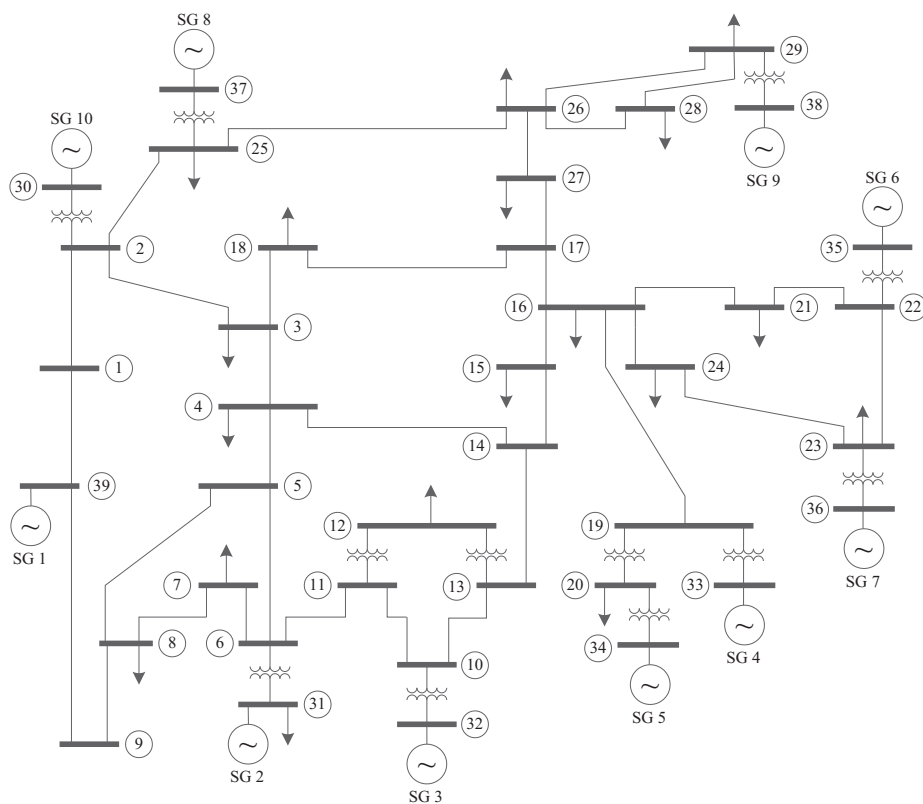


Figura 5.1. Sistema de 39 barras

5.1. Punto HB

En una primera instancia se considera una tensión de referencia para el control a nivel de planta de $V_{ref} = 0,98[pu]$. Asimismo, se considera el generador 8 como barra libre y la carga de la barra 27 como el parámetro de bifurcación (P_{carga}), el cual varía desde $200[MW]$ a $800[MW]$ aproximadamente. Por otro lado, el parque eólico es conectado en la barra 26, barra en la cual se controla la tensión por parte del control a nivel de planta. Los parámetros del resto de dispositivos (generadores eólicos, sincrónicos y controladores) permanecen constantes manteniendo el valor que se muestra en el Anexo E.

Es posible observar que desde que comienza la simulación ($P_{carga} = 200[MW]$) hasta que $P_{carga} = 590[MW]$ el parque eólico está controlando tensión a través de su control a nivel de planta por lo que la tensión en el PCC permanece constante en el valor de referencia ($V_{ref} = 0,98[pu]$) como se muestra en la Figura 5.2.

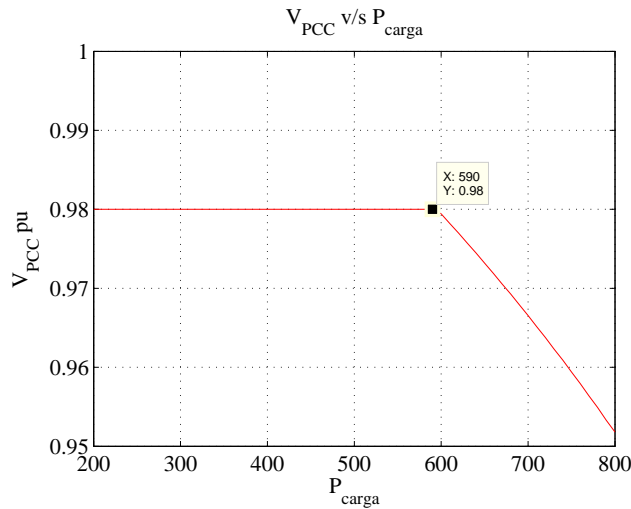


Figura 5.2. V_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo

A partir de los $600[MW]$ en la carga de la barra 27, el parque eólico no es capaz de controlar la tensión en el PCC debido a que no puede entregar la cantidad de reactivos para mantener la tensión en el valor de referencia y por ende la potencia reactiva de cada turbina permanece en el valor máximo, como se muestra en la Figura 5.3.

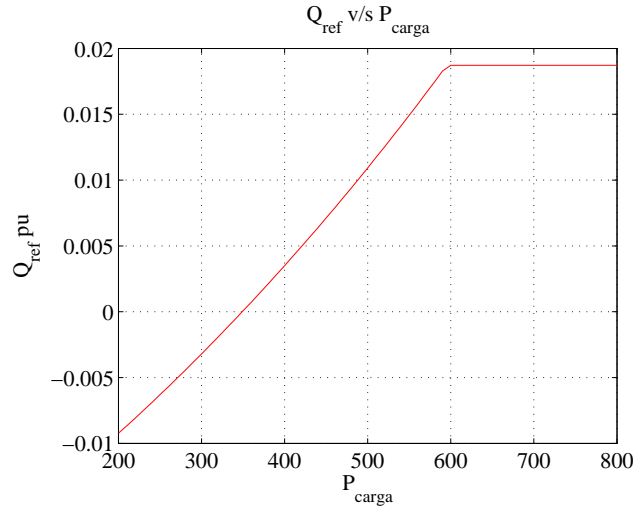


Figura 5.3. Q_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo

En la Figura 5.4 se muestra la trayectoria que tienen los valores propios al variar el parámetro de bifurcación desde 200[MW] a 800[MW]. En la Figura 5.5 se muestra la misma trayectoria de los valores propios pero se le realiza un acercamiento a los modos críticos para observar su desplazamiento e identificar el modo que cruza al semiplano derecho. Es posible visualizar dos zonas que tienen relación con la Figura 5.2 en el sentido que son los intervalos en que se está controlando tensión y el intervalo en que no se está controlando tensión:

- La primera zona (en azul de las Figuras 5.5 y 5.4) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre 200[MW] y 590[MW] y Q_{ref} está variando para mantener la tensión en su valor de referencia. Sin embargo, cuando $P_{carga} = 360[MW]$ se produce un punto HB, es decir, un valor propio cruza hacia el semi-plano derecho. Asimismo, es posible corroborar, a través del cálculo de los factores de participación (ver Anexo B), que las variables participantes son δ y ω de las máquinas sincrónicas presentes en el sistema. Dado lo anterior, se concluye que este modo inestable corresponde a un modo electromecánico.

Luego, cuando $P_{carga} = 590[MW]$ la potencia reactiva que entrega el parque eólico llega a su límite por lo que existe una discontinuidad en la trayectoria de los valores propios, en este momento un valor propio “salta” y se posiciona en el semiplano derecho pero el sistema ya era inestable de antes debido al punto HB del modo electromecánico. Cabe destacar que este modo que “salta” al semiplano derecho es el mismo que había tenido un punto HB anteriormente.

- La segunda zona (en rojo de las Figuras 5.5 y 5.4) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre 600[MW] y 800[MW] y Q_{ref} está limitada al valor máximo. En este intervalo, el control a nivel de planta se desacopla del resto del sistema y la orden de potencia reactiva a cada generador del parque es solo un parámetro de referencia de valor $Q_{ref} = 0,52[pu]$, el cual se mantiene por todo el intervalo (ver

Figura 5.3). Asimismo, nuevamente el comportamiento de la tensión es como una típica curva PV.

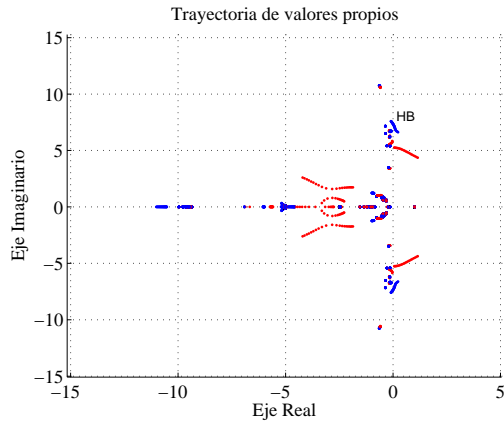


Figura 5.4. Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo

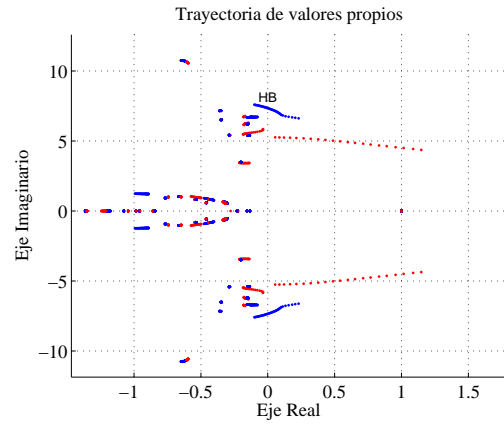


Figura 5.5. Zoom a trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 0,98[pu]$ y control a nivel de planta activo

Cabe señalar que si se realiza una simulación considerando los mismos parámetros anteriores pero con el control a nivel de planta bloqueado, es decir, manteniendo la potencia reactiva de referencia fija en el valor máximo ($Q_{ref} = Q_{max}$), es posible obtener otro comportamiento respecto del caso con el control a nivel de planta activo: considerando el control a nivel de planta bloqueado, es posible observar que se produce un punto HB para una potencia menor que el caso considerando el control a nivel de planta activo. Las Figuras 5.6 y 5.7 muestran la trayectoria de los valores propios, observándose que el punto HB se encuentra cuando $P_{carga} = 580[MW]$.

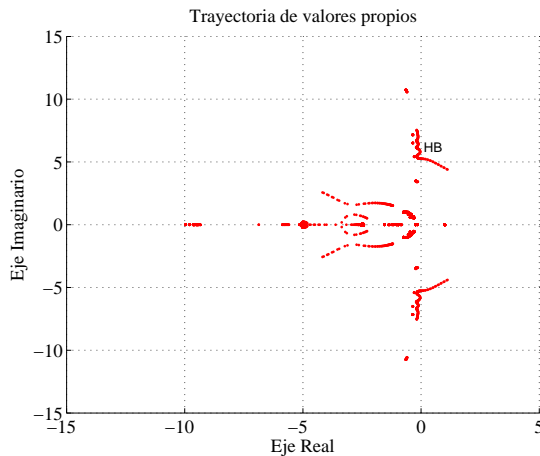


Figura 5.6. Trayectoria de valores propios con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$

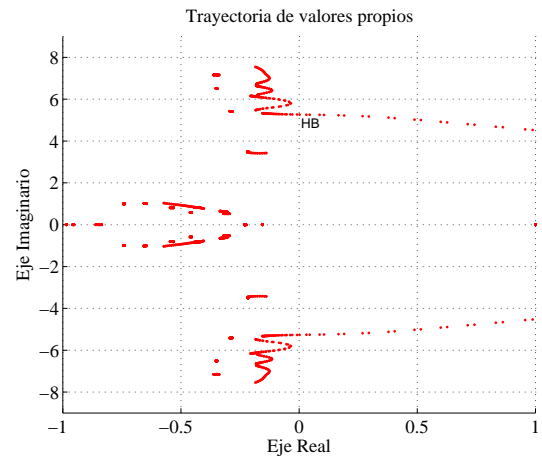


Figura 5.7. Zoom a trayectoria de valores propios con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$

Por otro lado, en las Figuras 5.8 y 5.9 es posible observar la típica curva PV, la cual se realiza con la tensión en el PCC cuando la potencia reactiva es constante, y la potencia reactiva de referencia (Q_{ref}) constante para toda la simulación, respectivamente.

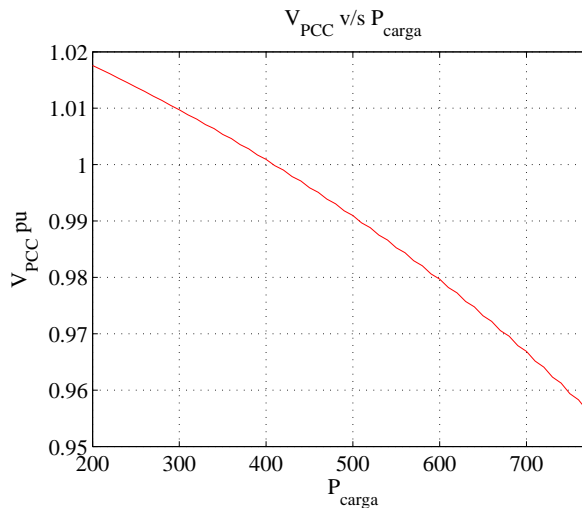


Figura 5.8. V_{PCC} en función de P_{carga} con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$

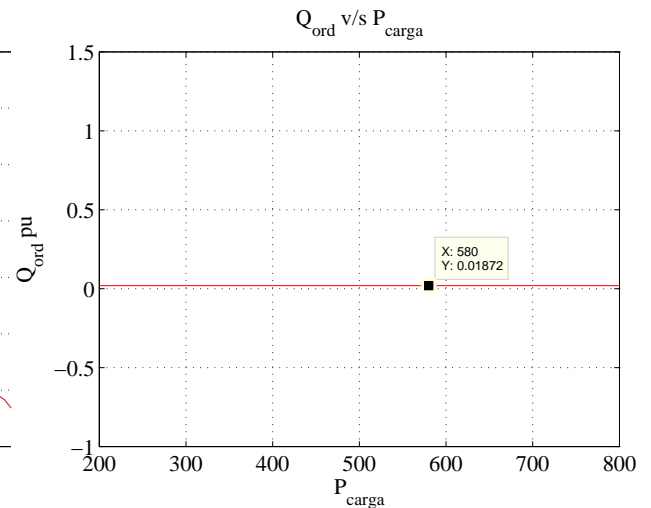


Figura 5.9. Q_{ref} en función de P_{carga} con control a nivel de planta bloqueado y $Q_{ref} = Q_{max}$

En consecuencia, es posible demostrar que para este caso el efecto de considerar el control a nivel de planta tiene un efecto negativo para la estabilidad del sistema ya que al considerar el control a nivel de planta activo se encuentra un punto HB para una potencia menor que para el caso del control a nivel de planta bloqueado con $Q_{ref} = Q_{max}$. Lo anterior se debe a que la posición de los valores propios cuando se está controlando tensión con el control a nivel de planta activo, está más cerca del semiplano derecho en comparación con la posición que tienen los valores propios cuando se mantiene fija la potencia reactiva, por lo que al variar el parámetro de bifurcación los modos que están más cerca traspasan antes el eje imaginario. Además, el efecto del control a nivel de planta sobre este modo que cruza el eje imaginario no es demasiado importante debido a que, como se dijo en párrafos anteriores, el modo que bifurca en el caso del control a nivel de planta activo es un modo electromecánico.

5.2. Punto LIB

A continuación se cambian algunos de los parámetros respecto de la simulación anterior de modo de tener otras condiciones operacionales y obtener otros resultados. En este caso se simula con una tensión de referencia para el control a nivel de planta de $V_{ref} = 1,038[pu]$. Asimismo, se considera el generador 9 como barra libre y la carga de la barra 27 como el parámetro de bifurcación (P_{carga}), el cual varía desde $0[MW]$ a $600[MW]$ aproximadamente. Por otro lado, el parque eólico es conectado en la barra 28, cuya barra es donde se controla la tensión por parte del control a nivel de planta. Los parámetros del resto de dispositivos (generadores eólicos, sincrónicos y controladores) permanecen constantes manteniendo el valor que se muestra en el Anexo E.

En la Figura 5.10 es posible notar que los rangos en que se está controlando tensión son los mismos donde la potencia reactiva está variando. El rango en que se está controlando tensión por parte del parque eólico es de 30[MW] a 470[MW]. Entre 0[MW] y 30[MW] el control a nivel de planta está limitado a su valor mínimo mientras que entre 470 y 600[MW] el control a nivel de planta está limitado a su valor máximo.

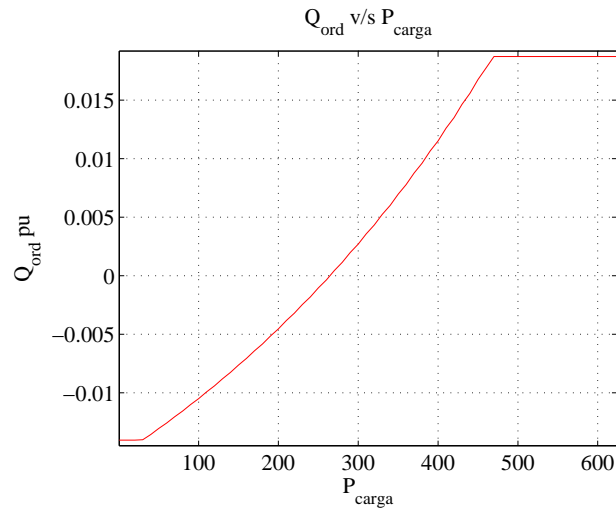


Figura 5.10. Q_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo

En la Figura 5.11 es posible observar cómo varía la tensión en el PCC. Tal y como se comentó anteriormente la tensión está siendo regulada entre 30 y 470 [MW]; antes de 30 [MW] el parque eólico no puede absorber la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en la referencia; después de los 470 [MW] el parque eólico no puede aportar la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en la referencia. Dado lo anterior, antes y después de aquel intervalo la tensión en el PCC sigue la tendencia típica de una curva PV.

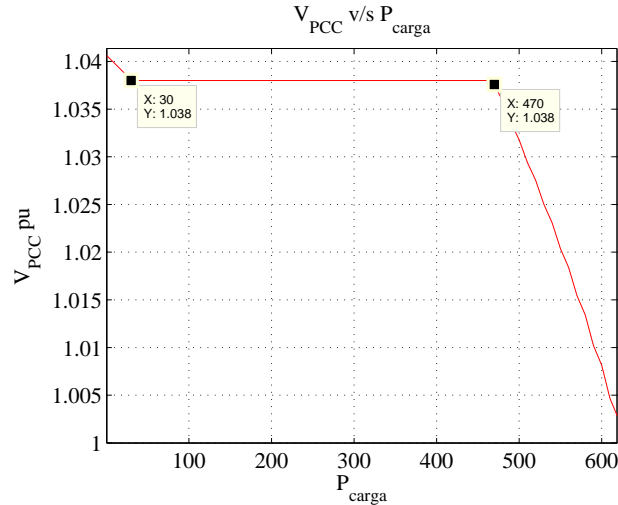


Figura 5.11. V_{ref} en función de P_{carga} con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo

Como se muestra en la Figura 5.12, al igual que los resultados obtenidos para el sistema de 9 barras, nuevamente se visualizan tres zonas:

- La primera zona (en negro en las Figuras 5.12 y 5.13) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $0[MW]$ y $30[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor mínimo. En esta primera zona la variable Q_{ref} parte limitada desde el comienzo de la simulación y por lo tanto el control a nivel de planta es incapaz de alcanzar el valor de referencia de la tensión ($V_{ref} = 1,038[pu]$). Es así como la potencia reactiva de referencia a cada generador del parque (Q_{ref}) se mantiene constante en su valor mínimo ($Q_{ref} = -0,39[pu]$). Por lo tanto, el control a nivel de planta está desacoplado del resto del sistema y la potencia reactiva de referencia a cada generador del parque es solo una referencia de valor $Q_{ref} = -0,39[pu]$. Es por esto que en este intervalo el comportamiento de la tensión es como una típica curva PV, como se muestra en la Figura 5.11. Luego de esto se produce el primer “salto” en la trayectoria de los valores propios, en el cual un valor propio se posiciona en el semiplano derecho. Es posible verificar que las variables participantes de este modo son δ y ω de la mayor parte de los generadores sincrónicos por lo que este modo corresponde al electromecánico.
- La segunda zona (en azul en las Figuras 5.12 y 5.13) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $30[MW]$ y $470[MW]$ y el control a nivel de planta está regulando tensión en el PCC. En este intervalo la tensión está siendo controlada por el control a nivel de planta y por lo tanto se mantiene fija en $1,038[pu]$, tal y como se muestra en la Figura 5.11. Luego de esto se produce el segundo “salto” en la trayectoria de los valores propios. Este modo corresponde al mismo de la discontinuidad anterior, es decir, el modo electromecánico.
- La tercera zona (en rojo en las Figuras 5.12 y 5.13) corresponde al rango en el cual P_{carga} está entre $470[MW]$ y $600[MW]$ y Q_{ref} está limitada al valor máximo. En este intervalo, el control a nivel de planta se desacopla del resto del sistema y la orden de potencia reactiva a cada generador del parque es solo un parámetro de

referencia de valor $Q_{ref} = 0,52[pu]$, el cual se mantiene por todo el intervalo (ver Figura 5.10). Asimismo, nuevamente el comportamiento de la tensión es como una típica curva PV.

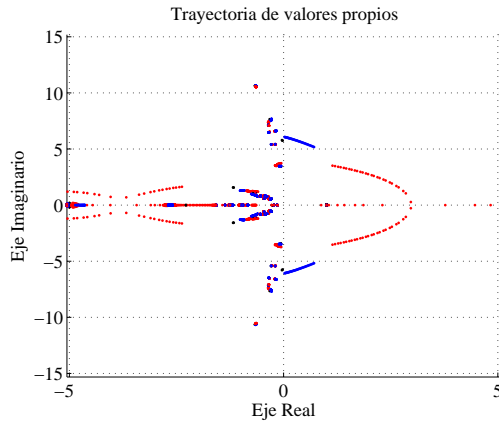


Figura 5.12. Trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo

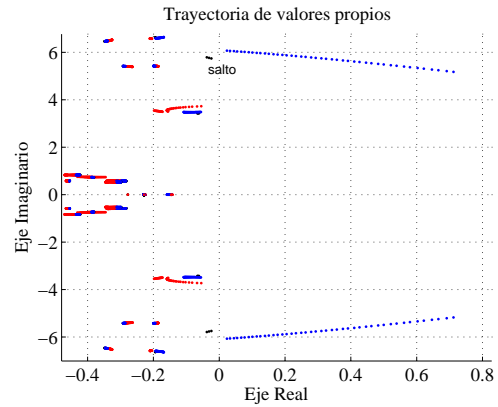


Figura 5.13. Zoom a discontinuidad en trayectoria de valores propios con $V_{ref} = 1,038[pu]$ y control a nivel de planta activo

Como se muestra en la Figura 5.13, donde se realiza un zoom al valor propio que se hace inestable, luego de que el control a nivel de planta estuviera limitado a su valor mínimo (entre $0[MW]$ y $30[MW]$) se produce un “salto” en la trayectoria de los valores propios lo que implica una discontinuidad en dicha trayectoria. En la Figura 5.13 esto se muestra en el cambio de color negro a azul, en el momento en que el control a nivel de planta pasa de estar limitado a controlar tensión, se produce un cambio estructural en el sistema de ecuaciones lo que podría implicar un punto de bifurcación inducido por límites.

Cabe destacar que se exploraron otros puntos distintos de operación con el fin de encontrar un punto LIB. Para conseguir lo anterior, fueron sensibilizados diferentes parámetros como: el valor de la tensión de referencia del control a nivel de planta (V_{ref}), el generador que actúa como máquina de oscilación, la carga en la que se realiza la bifurcación (parámetro variado), el rango en que se varía dicho parámetro, la barra en que se conecta el parque eólico, entre otros. Sin embargo, no fue posible identificar un punto LIB diferente al descrito anteriormente.

5.3. Comentarios

- La primera diferencia que es posible notar entre las simulaciones del sistema de 9 barras con el de 39 barras, recae en que los resultados obtenidos para este último sistema, el modo crítico corresponde al modo electromecánico mientras que en el sistema de 9 barras era el modo de tensión de los generadores sincrónicos. No obstante lo anterior, es posible encontrar una semejanza en los resultados de ambos sistemas: si al sistema de 9 barras se le realiza compensación capacitiva, para robustecerlo a la inestabilidad del modo de tensión, el modo crítico corresponde al modo electromecánico produciendo un punto HB. De esta forma sería similar a lo

que ocurre en el sistema de 39 barras. Lo anterior podría deberse al mayor grado de enmallamiento que posee el sistema de 39 barras y que le permite tener un mejor comportamiento a la inestabilidad de tensión.

- Otra diferencia de los resultados obtenidos para ambos sistemas, es que en el sistema de 39 barras el punto LIB se encuentra en la zona donde se obtiene el primer “salto”, es decir, en la transición del intervalo que se está limitado a su valor mínimo al intervalo en que se está controlando tensión; en cambio en el sistema de 9 barras el punto LIB se encontraba en el paso del intervalo en que se estaba controlando tensión al intervalo que se limitaba en el valor máximo de Q_{ref} . Asimismo, y como se comentó anteriormente, en el sistema de 39 barras el punto LIB es causado por el modo electromecánico, mientras que en el sistema de 9 barras el punto LIB es causado por el modo de tensión de los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos.

5.4. Evaluación de los esquemas de participación en el control primario de frecuencia ante grandes perturbaciones (excursiones de frecuencia)

En esta sección se realiza una simulación dinámica con el aumento intempestivo de la potencia en la carga de la barra 20 de tal forma de observar la respuesta en el tiempo de algunas variables de interés respecto del aporte al control primario de frecuencia por parte del parque eólico. En $t = 0[s]$ comienza la simulación y se mantiene estable hasta que en $t = 1[s]$ se realiza un aumento del 30% de la carga en la barra 20 desde su valor original ($P_{20} = 628[MW]$). Además, se considera el generador 8 como barra libre y el parque eólico es conectado en la barra 26. Los parámetros del resto de dispositivos (generadores eólicos, sincrónicos y controladores) permanecen constantes manteniendo el valor que se muestra en el Anexo E.

En las figuras que se muestran a continuación es posible observar los resultados de las simulaciones de tres casos: a) Sin participación por parte de los generadores eólicos en el control primario de frecuencia (en negro), b) Con participación tipo 1 (inercial) por parte de los generadores eólicos en el control primario de frecuencia (en azul) y c) Con participación tipo 2 (*pitch angle*) por parte de los generadores eólicos en el control primario de frecuencia (en rojo).

En la Figura 5.14 es posible observar la tensión en la barra 20, barra en la cual aumenta la carga. Cuando comienza la simulación dinámica la tensión está en un valor cercano a $V_{20} = 0,975[pu]$, inmediatamente después de que se produzca la perturbación ($t = 1[s]$), la tensión baja hasta casi $V_{20} = 0,94[pu]$ y comienza a oscilar hasta estabilizarse en un valor cercano a $V_{20} = 0,97[pu]$. Lo anterior ocurre casi idénticamente bajo las tres modalidades indicadas anteriormente, es decir, sin participación, con participación tipo 1 y con participación tipo 2.

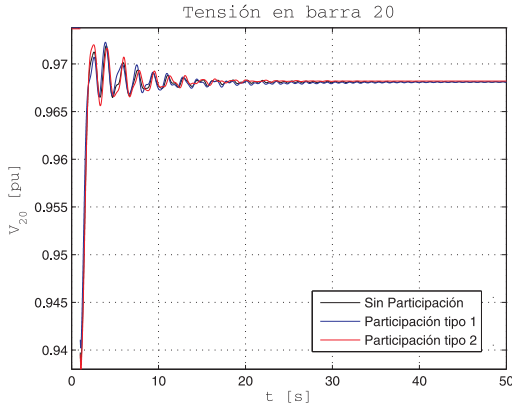


Figura 5.14. Tensión en barra 20 para un aumento de 30% en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG

Participación Tipo 1:

En la Figura 5.15 es posible notar que en los primeros instantes luego de la perturbación, los DFIG del parque eólico bajo la participación tipo 1, entregan un mayor porcentaje de potencia activa en forma rápida para soportar la frecuencia en comparación con el caso sin participación. Sin embargo, luego de los 15[s] aproximadamente los DFIG deben recuperar la potencia que entregaron al sistema, por lo que la potencia de los generadores es incluso menor que el caso sin participación, lo cual se mantiene por el resto de la simulación. Dado que este esquema de participación no considera reserva por parte del DFIG, la potencia tanto al comienzo de la simulación como al final debiese ser igual. Asimismo, por conservación de energía, la energía cinética que el DFIG entrega al sistema debe ser la misma a la que es absorbida desde el sistema, en otras palabras, el área bajo la curva respecto del caso sin participación debe ser cero al término del periodo completo.

Participación Tipo 2:

En la Figura 5.15 es posible notar que la participación tipo 2 posee un mayor tiempo de actuación por lo que la potencia activa que entrega al sistema demora aproximadamente 30[s] en llegar a un valor cercano al máximo, esto se debe a que su aporte es de tipo mecánico (*pitch angle*), que implica constantes de tiempo mayores. Cabe destacar que previo a la perturbación la potencia de los DFIG's bajo la participación tipo 2 es menor al caso sin participación o participación tipo 1, lo cual se debe a que la participación a través de *pitch angle* necesita un margen de reserva (de acuerdo a θ_0) para su ejecución. Asimismo, es importante notar que la potencia de los DFIG's bajo esta participación al cabo de los 50[s] no logra ser la misma que el caso sin participación y con participación tipo 1, lo cual se debe a que al final del periodo aún le queda reserva y θ baja desde 5° hasta casi 2° (ver Figura 5.17).

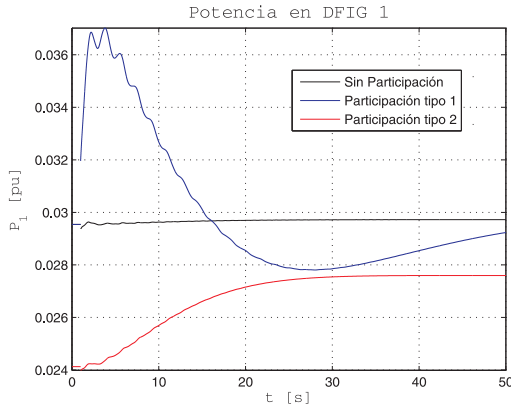


Figura 5.15. Potencia del DFIG 1 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG

En la Figura 5.16 es posible observar la velocidad angular de un DFIG del parque eólico. Cabe notar que en el caso sin participación cambia levemente la velocidad debido a que simplemente cambiaron las condiciones de operación, lo que implica una velocidad angular distinta. En el caso de la participación tipo 1 se observa claramente que luego de la perturbación el DFIG entrega energía cinética por lo que disminuye su velocidad, la cual comienza a ser recuperada a partir de $t = 15$ [s] hasta llegar a un valor similar al valor sin participación. Para el caso de la participación tipo 2, los DFIG del parque eólico comienzan a aumentar su velocidad angular pues incrementaron su potencia hacia el sistema.

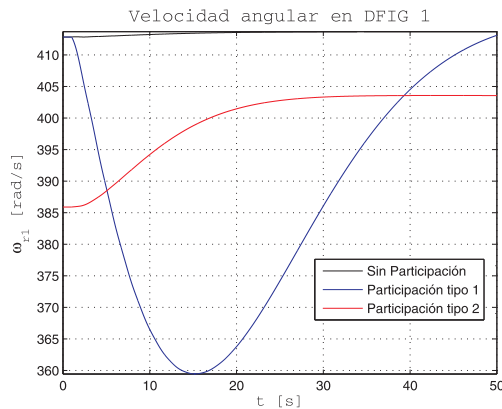


Figura 5.16. Velocidad angular en DFIG 1 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG

En la Figura 5.17 se muestra el ángulo θ (*pitch angle*) para un DFIG del parque eólico. Es importante notar que para el caso sin participación, como participación tipo 1, este ángulo permanece inalterado. En el caso de la participación tipo 2, θ cambia de su valor

original dado por θ_0 que en este caso se definió 5° hasta un valor cercano a los 2° , lo cual hace que se modifique la aerodinámica del DFIG y de esta forma aporte dinámicamente potencia al sistema.

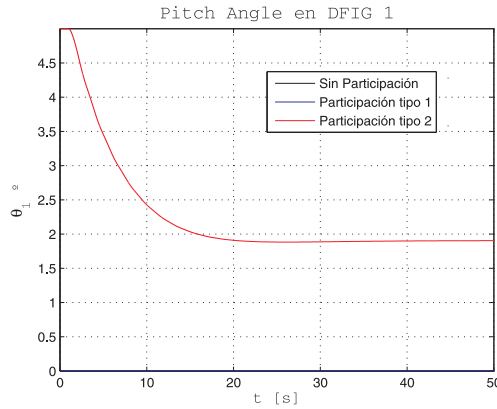


Figura 5.17. *Pitch angle de DFIG 1 para un aumento de 30% en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG*

Finalmente, en la Figura 5.18 se muestra la velocidad angular del generador sincrónico 8 para los tres casos indicados. En los primeros instantes de tiempo se logra un mejor desempeño del esquema de participación tipo 1 con una pendiente de decaimiento menor que los otros dos casos (sin participación y participación tipo 2) pero, dado que debe recuperar la energía cinética entregada, la frecuencia comienza a bajar incluso por debajo del caso sin participación. Además, se observa que el tiempo donde se obtiene la frecuencia mínima con la participación 1 se retrasa en comparación con los otros dos casos, produciéndose en el instante 38[s] aproximadamente.

Para el caso de participación tipo 2, la frecuencia se mantiene en todo instante por encima del caso sin participación y luego de los 50[s] presenta un valor más alto en comparación con los otros dos casos, con lo cual se corrobora que al final de la simulación todavía queda reserva bajo este esquema de participación y el valor del *pitch angle* es cercano a los 2° (ver Figura 5.17).

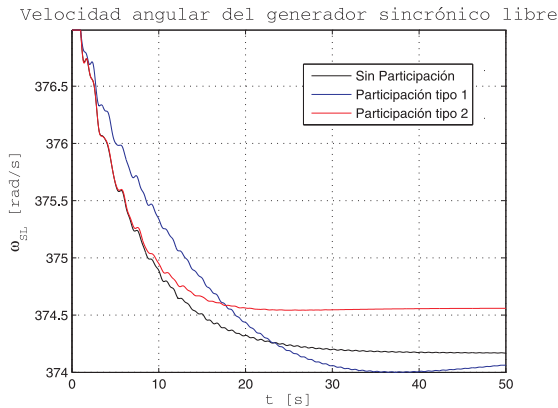


Figura 5.18. Velocidad angular de generador sincrónico 8 para un aumento de 30 % en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG

Por otro lado, en la Figura 5.19 se muestra la misma perturbación realizada en el caso anterior pero considerando el gobernador IEESGO cuyo modelo y parámetros pueden ser vistos en el Anexo F. Es posible apreciar que la frecuencia mínima para el caso de participación 1 es levemente menor al caso sin participación al igual que en el caso anterior, ya que la pendiente de decaimiento es menor para este tipo de participación. Por otro lado, con participación tipo 2 el valor mínimo de la frecuencia es mayor en comparación con los otros dos casos (sin participación y participación tipo 1) y, al igual que en el caso anterior, el valor final de la frecuencia es mayor en comparación con los otros casos. Además, es posible notar 2 diferencias fundamentales de esta simulación (gobernador IEESGO) en comparación con la anterior (gobernador lineal): 1) Si bien los valores mínimos de las frecuencias son menores para las 3 casos, sin embargo, los valores finales son bastante similares; 2) Se observa claramente los periodos inerciales y de control primario de frecuencia en las formas de ondas de las frecuencias por lo que son resultados mucho más cercanos a casos reales.

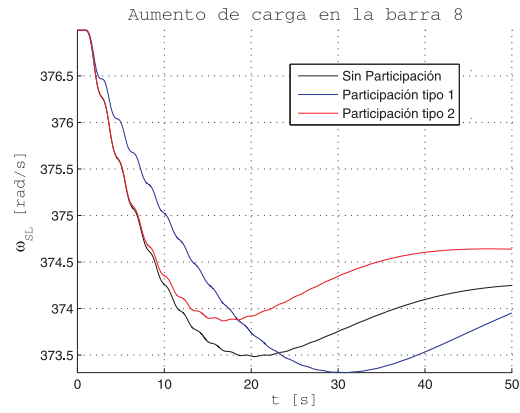


Figura 5.19. Velocidad angular de generador sincrónico 8 con gobernador IEESGO para un aumento de 30% en potencia de carga 20 para distintos esquemas de participación y sin participación en el CPF por parte de los DFIG

Capítulo 6

Conclusiones

En esta tesis se estudiaron interacciones dinámicas entre un parque eólico y el sistema de potencia, considerando las características actuales de éstos. En este sentido, se mostró que puede existir una interacción dinámica entre generadores eólicos y sincrónicos, debido al acoplamiento entre las variables del control de potencia reactiva de las turbinas y las variables del controlador de tensión de los generadores sincrónicos. Este acoplamiento se debe al control a nivel de planta de tensión que hace de enlace entre ambos controladores. Lo mismo ocurre con los esquemas de participación en el control primario de frecuencia donde la frecuencia del sistema es la variable que hace de enlace entre los generadores eólicos y los generadores sincrónicos del resto del sistema.

Realizando análisis de bifurcaciones, considerando la potencia activa de una carga como parámetro de bifurcación, fue posible identificar puntos de bifurcación silla-nodo, puntos de bifurcación de Hopf y puntos de bifurcación inducidos por límites. En particular, fue posible observar el impacto del control a nivel de planta de parques eólicos en la dinámica del sistema de potencia y cómo los límites de las variables pueden llevar a la inestabilidad del sistema. Asimismo fue posible constatar que, en los sistemas estudiados, al alcanzar el límite del control a nivel de planta se llega a un punto LIB.

Se conoció la respuesta dinámica de los esquemas de participación de los parques eólicos en el control primario de frecuencia. En este sentido, fue posible notar una respuesta más rápida en el esquema de participación tipo 1, aportando potencia en los primeros instantes luego de la perturbación; sin embargo, dado que debe recuperar la energía cinética, su aporte disminuye en el tiempo incluso siendo inferior al caso sin participación en el control de frecuencia por parte de los generadores eólicos. Se observó que la participación tipo 2 no es demasiado rápida considerando que se necesita un aporte rápido en el rango de segundos para el control primario de frecuencia aunque en estado estacionario posee el mejor comportamiento dado que posee reserva.

Fue posible identificar claramente dos modos dominantes que resultaron ser inestables en distintas ocasiones: Modo de tensión y modo electromecánico. El primero se denominó de esa forma debido a que sus variables con mayor participación fueron las variables del controlador de tensión de los generadores sincrónicos. El segundo se denominó de esa forma pues sus variables con mayor participación son las variables de velocidad y potencia activa de los generadores sincrónicos.

En el sistema de 9 barras, dado que el modo crítico es el de tensión produciéndose un

punto LIB, el margen de estabilidad del sistema es posible aumentarlo a través de varias soluciones que apuntan a solucionar el mismo problema, el cual es la disponibilidad de potencia reactiva para mantener la tensión en el PCC. Las soluciones que se implementaron y resultaron ser efectivas son: compensación capacitiva, cambio en la referencia de tensión V_{ref} , aumento del rango de regulación de control a nivel de planta de tensión, entre otros. Sin perjuicio de lo anterior, al aumentar la potencia, aparece de igual forma un punto HB que hace inestable el sistema y corresponde al modo electromecánico de los generadores sincrónicos. En consecuencia, se llega a un límite de estabilidad que no está dado por el modo de tensión sino por el modo electromecánico, el cual se produce cuando el control a nivel de planta está controlando tensión y ocasiona un punto HB antes del punto LIB producido por el modo de tensión. Los lugares donde se mueven estos puntos HB aparentemente corresponderían a la frontera máxima de estabilidad del sistema.

Si bien el modo crítico en el sistema de 9 barras es el modo de tensión, a través de las soluciones implementadas es posible llegar a que el modo crítico es el modo electromecánico. Para el sistema de 39 barras el modo crítico resultó ser para diversos valores de cargas el modo electromecánico. Lo anterior podría deberse al mayor grado de enmallamiento que posee este sistema y que le permite tener un mejor comportamiento a la inestabilidad de tensión, por lo que no debe ser compensado de forma capacitiva como el sistema de 9 barras para eliminar la inestabilidad del modo de tensión.

En resumen, este trabajo permitió encontrar dinámicas relevantes que posibilitan la interacción entre generadores eólicos y el resto del SEP (máquinas sincrónicas) que vienen de la introducción de nuevos sistemas de control estudiados en este trabajo: control a nivel de planta de tensión y participación en el control primario de frecuencia. Lo anterior tiene implicancia en: (a) la estabilidad del SEP, pues se constató que al encontrar un límite se puede, de forma abrupta, pasar a un estado de inestabilidad y, (b) identificación de dinámicas relevantes de parques eólicos, lo cual es fundamental en la búsqueda de modelos de orden simplificado ya que éstos deben mantener estas dinámicas del modelo completo.

Como trabajo futuro se plantea analizar entre otros:

1. La influencia de equipos FACTS en la estabilidad del sistema, lo cual aparentemente podría hacer aumentar el margen de estabilidad dado por el modo electromecánico.
2. La sintonización de PSS podría repercutir en qué modo puede ser crítico para un sistema determinado.
3. La evaluación desde el punto de vista económico de la posibilidad de implementar algún esquema para la participación de los parques eólicos en el control primario de frecuencia, en especial en mercados donde existan incentivos por Servicios Complementarios que permitan hacer rentable que los parques eólicos puedan mantener una reserva operativa.

Apéndice A

Análisis modal

Un sistema eléctrico de potencia es posible modelarlo de forma dinámica a través de un sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas (DAE) [10], dado por:

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda) \quad (\text{A.1})$$

$$0 = g(x, y, \lambda) \quad (\text{A.2})$$

donde $x \in \mathbb{R}^{e \times 1}$ es el vector de variables de estado, $y \in \mathbb{R}^{a \times 1}$ es el vector de variables algebraicas y $\lambda \in \mathbb{R}^{p \times 1}$ es el vector de parámetros. Cabe destacar que e , a , p son el número de variables de estado, de variables algebraicas y de parámetros. Se asume que $g_y = \frac{\partial g(x, y, \lambda)}{\partial y}$ es no singular a lo largo de la solución (x_0, y_0) .

Para realizar el análisis modal es necesario linealizar el sistema DAE en la vecindad de la solución (x_0, y_0) . Es de esperar que el comportamiento del sistema linealizado en una vecindad en torno al punto de equilibrio sea semejante al del sistema no-lineal. En este sentido, para estudiar este comportamiento se obtiene una muy buena aproximación al linealizar el modelo del sistema. Esto puede ser presentado de la siguiente forma:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta y \quad (\text{A.3})$$

$$0 = C \Delta x + D \Delta y \quad (\text{A.4})$$

Usando reducción de Kron, el sistema de ecuaciones se puede reducir a $\Delta \dot{x} = (A - BD^{-1}C) \Delta x = A_{sistema} \Delta x$. Es así como los valores propios de la matriz $A_{sistema}$ determinan la estabilidad del sistema. Cabe notar que si estos valores propios están en el semiplano izquierdo implica que el sistema es estable, mientras que si se encuentra en el semiplano derecho implica que el sistema es inestable.

A modo de ejemplo se considera el sistema de cuatro barras mostrado en la Figura A.1 para realizar un análisis modal. Cabe destacar que para el análisis se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Velocidad de viento $V_{viento} = 12[m/s]$.
- Modelo de carga, considerando que $P_{carga} = P_0 V_{carga}^k$, con $k = 1$ y P_0 constante.

- Controlador de velocidad lineal para máquina síncrona.
- Sistema de excitación tipo 1 del IEEE.
- Controlador de potencia activa y reactiva para DFIG según Capítulo 2.

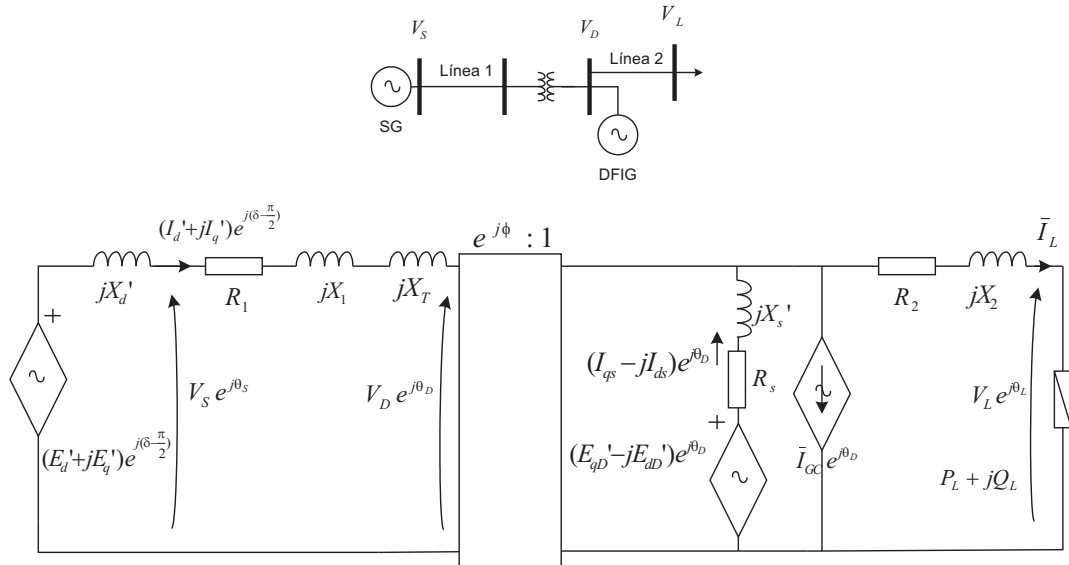


Figura A.1. Sistema de 4 barras

Para este ejemplo y considerando la metodología descrita anteriormente, se calculan los valores propios del sistema, obteniendo lo siguiente:

Modos	Variable Participante
-7386,3	E'_{dD}
-733,09	E'_{qD}
-14,008	$E'_{q'}$, E_{fd} , V_R
$-6,1809 + 4,9173i$	$E'_{q'}$, E_{fd} , V_R
$-6,1809 - 4,9173i$	$E'_{q'}$, E_{fd} , V_R
-4,9922	x_4
$-2,7924 + 1,8711i$	E'_q , E'_d , E_{fd} , R_f
$-2,7924 - 1,8711i$	E'_q , E'_d , E_{fd} , R_f
-0,078608	ω_r
$-0,43406 + 1,0411i$	ω , T_{mm} , P_{sv}
$-0,43406 - 1,0411i$	ω , T_{mm} , P_{sv}
-1,2215	E'_d , R_f
$-3,1349 + 0,11502i$	x_2 , x_3 , E'_q , R_f , T_m , P_{sv}
$-3,1349 - 0,11502i$	x_2 , x_3 , E'_q , R_f , T_m , P_{sv}
-2,4431	x_1 , x_3

Tabla A.1

VALORES PROPIOS DE SISTEMA DE 4 BARRAS

Es posible apreciar que los modos en los cuales participan las variables de enlaces de flujo del rotor (E'_{qD} y E'_{dD}) son mucho más rápidas que el resto de los modos. En consecuencia, es una simplificación aceptable considerar estas dinámicas infinitamente rápidas en comparación con el resto del sistema y por lo tanto, las ecuaciones del rotor considerarlas como algebraicas.

Apéndice B

Factores de Participación

Los SEP poseen un gran número de variables lo que significa que para analizarlos desde el punto de vista dinámico es necesario construir modelos de menor orden y observar solo algunas variables que influyan en el comportamiento del sistema. Para identificar que tanta incidencia tiene un modo en una variable en particular es necesario una herramienta que se denomina Factores de Participación (*PF: Participation Factors*) [10].

El análisis de factores de participación ayuda a identificar cómo cada modo afecta a una variable determinada. Dado un sistema lineal

$$\dot{x} = Ax \tag{B.1}$$

un factor de participación es una medición de sensibilidad de un valor propio a una entrada de la diagonal de la matriz A del sistema. Esto se define como

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \tag{B.2}$$

donde λ_i es el i -ésimo valor propio del sistema, a_{kk} es una diagonal de entrada en el sistema de matriz A , y p_{ki} es el factor de participación relacionado con la k -ésima variable de estado del i -ésimo valor propio. El factor de participación también se puede definir de la siguiente forma:

$$p_{ki} = \frac{\omega_{ki} v_{ik}}{\omega_i^t v_i} \tag{B.3}$$

donde ω_{ki} y v_{ki} son las k -ésimas entradas en los vectores propios izquierdos y derechos asociados con el i -ésimo valor propio. El vector propio derecho v_i y el vector propio izquierdo ω_i asociado con el i -ésimo valor propio λ_i debe satisfacer

$$Av_i = \lambda_i v_i \tag{B.4}$$

$$\omega_i^t A = \omega_i^t \lambda_i \tag{B.5}$$

Cabe destacar que no es obvio que las definiciones que las definiciones dadas en (B.2) y (B.3) sean equivalentes. Esta demostración es posible observarla en [10].

Un vector propio podría ser escalado por cualquier valor resultando un nuevo vector, el cual también es un vector propio. Considerando esta propiedad es posible escoger un escalamiento que permita simplificar el uso de los factores de participación, por ejemplo,

escogiendo los vectores propios tal que $\omega_i^t v_i = 1$ lo cual simplifica la definición de factor de participación. En consecuencia, dado que $\sum_{k=1}^n \omega_{ki} v_{ik} = \omega_i^t v_i$ y considerando la equivalencia de (B.2) y (B.3) se deduce que la suma de todos los factores asociados con un valor propio es 1, es decir,

$$\sum_{k=1}^n p_{ki} = 1 \quad (\text{B.6})$$

Esta propiedad es bastante útil debido a que todos los factores de participación se encuentran en la escala de 0 a 1.

Por otro lado, para calcular los factores de participación correspondientes a un valor propio complejo es necesario algunas modificaciones. Los vectores propios de estos valores propios complejos serán también elementos complejos por lo que los factores de participación son definidos en función de las normas de acuerdo a:

$$p_{ki} = \frac{|v_{ik}| |\omega_{ki}|}{\sum_{k=1}^n |v_{ik}| |\omega_{ki}|} \quad (\text{B.7})$$

A continuación se muestra un ejemplo para el cálculo de los factores de participación. Considerando la matriz A del sistema dada por:

$$A = \begin{bmatrix} -0,4 & 0 & -0,01 \\ 1 & 0 & 0 \\ -1,4 & 9,8 & -0,02 \end{bmatrix}$$

Los valores propios son $\lambda_1 = -0,6565$ y $\lambda_{2,3} = 0,1183 \pm j0,3678$. Los correspondientes vectores propios derechos e izquierdos del valor propio complejo $\lambda_2 = 0,1183 + j0,3678$ son

$$v_2 = \begin{bmatrix} 0,0138 - j0,0075 \\ -0,0075 - j0,04 \\ -0,9918 - j0,1203 \end{bmatrix}, \quad \omega_2 = \begin{bmatrix} 0,838 - j0,0577 \\ 0,4469 + j0,307 \\ -0,0061 + j0,0205 \end{bmatrix}$$

Utilizando la relación (B.7) es posible obtener los siguientes factores de participación del valor propio λ_2 :

$$p_{21} = 0,2332; \quad p_{22} = 0,3896; \quad p_{23} = 0,3772$$

donde $p_{21} + p_{22} + p_{23} = 1$.

Cabe destacar que es posible considerar otra normalización que se utiliza de forma común, la cual consiste en expresar al mayor factor de participación como 1, obteniendo en este caso:

$$p_{21(norm)} = 0,598; \quad p_{22(norm)} = 1; \quad p_{23(norm)} = 0,968$$

Apéndice C

Valor propio y estabilidad

La forma de evolucionar dinámicamente en el tiempo de alguna variable está dada por algún modo $e^{\lambda_i t}$, el cual tiene asociado el valor propio λ_i . Por lo tanto, la estabilidad del sistema está determinada por el valor propio de acuerdo:

- Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio. Un valor propio negativo representa un modo que decae en el tiempo. A mayor magnitud de dicho valor propio, es más rápido este decaimiento. Un valor propio real positivo representa una inestabilidad aperiódica.
- Valores propios complejos se componen de pares conjugados, donde cada par corresponde a un modo oscilatorio, los cuales pueden ser identificados de la siguiente forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (\text{C.1})$$

Considerando lo anterior, es posible demostrar [68] que este modo representa una evolución oscilatoria en el tiempo, la cual puede ir aumentando o disminuyendo en amplitud de acuerdo a la estabilidad del sistema. Esta evolución en el tiempo puede ser vista de la siguiente forma:

$$e^{\sigma t} \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (\text{C.2})$$

La componente real de los valores propios representa el amortiguamiento y la parte imaginaria entrega la frecuencia de oscilación. Si la parte real es negativa corresponde a una oscilación amortiguada por lo que el sistema es estable, mientras que si la parte real es positiva representa una oscilación con una amplitud creciente a medida que transcurre el tiempo. La frecuencia de oscilación de esta sinusoidal (en [Hz]) está dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (\text{C.3})$$

Por otro lado, la razón de amortiguamiento (*Damping Ratio* [10], [68]) puede ser calculada de la siguiente forma:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (\text{C.4})$$

La razón de amortiguamiento ζ determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación. El tiempo de un decaimiento de amplitud constante es $1/|\sigma|$, lo cual

dicho en otras palabras, es que la amplitud decae a $1/e$ o al 37% de la amplitud inicial en $1/|\sigma|$ segundos o en $1/(2\pi\zeta)$ ciclo de oscilación. En la Tabla C.1 es posible observar la reducción de las oscilaciones en el tiempo para diferentes razones de amortiguamiento. Entonces, cuando la razón de amortiguamiento es 5%, la oscilación es amortiguada al 39% de su valor inicial en tres ciclos de oscilación ($3T$). En general se habla de modos críticos aquellos que poseen una razón de amortiguamiento menor que el 5% [92].

ζ	T	$2T$	$3T$
1%	93,91	88,19	82,82
3%	82,81	68,58	56,79
5%	73,01	53,31	38,92
7%	64,35	41,40	26,64

Tabla C.1

ATENUACIÓN DE AMPLITUD DE OSCILACIÓN PARA DISTINTAS RAZONES DE AMORTIGUAMIENTO

Apéndice D

Parámetros Sistema de 9 barras del IEEE modificado

En la Tabla D.1 se muestran los parámetros de líneas en [pu] del sistema de 9 barras, considerando una potencia base de $S_{base} = 100[MVA]$.

Desde barra	Hasta barra	R [pu]	X [pu]	B [pu]
4	6	0.017	0.092	0.158
6	9	0.039	0.17	0.358
3	9	0	0.0586	0
9	8	0.0119	0.1008	0.209
7	8	0.0085	0.072	0.149
7	2	0	0.0625	0
7	5	0.032	0.161	0.306
5	4	0.01	0.085	0.176
15	4	0	0.0576	0
9	1	0	0.05	0
1	10	0.0106	0.0193	0.0858
10	11	0.0015	0.0018	0.0079
11	12	0.0024	0.0029	0.0126
12	13	0.0032	0.0038	0.0166
13	14	0.002	0.0024	0.0105

Tabla D.1

PARÁMETROS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SISTEMA DE 9 BARRAS MODIFICADO

Las barras del sistema son las que se muestran en la Tabla D.2. Cabe notar que tanto la potencia activa como reactiva tienen datos positivos y negativos que corresponden a entrega y absorción de potencia, respectivamente.

N° de barra	Tipo de barra	$P_{prog}[MW]$	$Q_{prog}[MW]$	$V_{prog}[pu]$	$V_{base}[kV]$
1	PQ	0	0	-	23
2	PV	163	0	1	23
3	PV	85	0	1	23
4	PQ	0	0	-	345
5	PQ	-125	-50	-	345
6	PQ	-90	-30	-	345
7	PQ	0	0	-	345
8	PQ	-100	-35	-	345
9	PQ	0	0	-	345
10	PQ	0	0	-	23
11	PQ	0	0	-	23
12	PQ	0	0	-	23
13	PQ	0	0	-	23
14	PQ	0	0	-	23
15	SL	-	-	1	23

Tabla D.2

BARRAS DE SISTEMA DE 9 BARRAS MODIFICADO

En las Tablas D.3, D.4 y D.5 se muestran los parámetros eléctricos, del gobernador y del sistema de excitación de los generadores sincrónicos, respectivamente.

Generador barra	$T'_{d0}[s]$	$T'_{q0}[s]$	$H[s]$	$X_d[pu]$	$X_q[pu]$	$X'_d[pu]$	$X'_q[pu]$
2	6.00	0.535	6.40	0.8958	0.8645	0.1969	0.1969
3	5.89	0.6	3.01	13.125	12.578	0.1813	0.1813
15	8.96	0.31	24.64	0.1460	0.0969	0.0969	0.0969

Tabla D.3

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Generador barra	$T_{ch}[s]$	$T_{sv}[s]$	R_D
2	0,05	0,1	0,05
3	0,05	0,1	0,05
15	0,05	0,1	0,05

Tabla D.4

PARÁMETROS DE LOS GOBERNADORES DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Generador barra	K_A	$T_A[s]$	K_E	$T_E[s]$	K_F	$T_F[s]$
2	20	0.2	1	0.314	0.063	0.35
3	20	0.2	1	0.314	0.063	0.35
15	20	0.2	1	0.314	0.063	0.35

Tabla D.5

PARÁMETROS DE LOS SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Los datos de los generadores eólicos son iguales para todos. En las Tablas D.6, D.7 y D.8 se muestran los datos de la turbina (aerodinámicos), parámetros eléctricos y de los controladores de los DFIG's. Es importante destacar que en la Tabla D.6 $B = 1/2\pi R^2$, donde R es el radio de la aspa. Asimismo, C es la constante utilizada en la potencia de referencia, es decir, $P_{ref} = C\omega^3$. Finalmente, $D = 2kR/p$, donde k es la razón de caja de cambios, R radio de la turbina, p pares de polos.

B	C	D	$S_{base}[MVA]$
1.45e-3	1.1663e-8	0.1844	3.6

Tabla D.6

PARÁMETROS DE TURBINA

$X_s[pu]$	$X_r[pu]$	$X_m[pu]$	$R_s[pu]$	$R_r[pu]$	$H_D[s]$
3.37	3.47	3.3	0.007	0.005	5.23

Tabla D.7

PARÁMETROS ELÉCTRICOS

K_{P1}	K_{P2}	K_{P3}	K_{P4}	K_{I1}	K_{I2}	K_{I3}	K_{I4}
1	1	1	1	5	5	5	5

Tabla D.8

PARÁMETROS DE LOS CONTROLADORES DEL DFIG

En la Tabla D.9 se muestran los parámetros de los esquemas de participación en el control primario de frecuencia.

K_P	K_I	$\omega_{ref}[rad/s]$	$f_{ref}[Hz]$	$T_p[s]$	$T_{filtro}[s]$	k_{df}	k_{pf}	B_2	θ_0°
0.398	0.66	452.389	60	0.3	6	0.1	0.1	8	5

Tabla D.9

PARÁMETROS DE ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN EN EL CONTROL DE FRECUENCIA

En la Tabla D.10 se muestran los parámetros de control a nivel de planta de tensión.

Es importante notar que la tensión V_{ref} es variada en algunos casos por lo que en esta tabla solo se muestra un valor de referencia.

K_{iv}	f_N	$V_{ref}[pu]$	K_{pv}	$T_c[s]$	$\hat{Q}_{ref}[pu]$	$\tilde{Q}_{ref}[pu]$
5	1	1	18	0,15	0,52	0,39

Tabla D.10

PARÁMETROS DE CONTROL A NIVEL DE PLANTA

Apéndice E

Parámetros Sistema de 39 barras del IEEE modificado

En las Tablas E.1, E.2 y E.3 se muestran los parámetros de líneas en $[pu]$ del sistema de 39 barras, considerando una potencia base de $S_{base} = 100[MVA]$.

Desde barra	Hasta barra	$R[pu]$	$X[pu]$	$B[pu]$
1	2	0,0035	0,0411	0,2096
1	118	0,0010	0,0250	0,2250
2	3	0,0013	0,0151	0,0772
2	25	0,0070	0,0086	0,0438
2	30	0,0000	0,0181	0,0000
3	4	0,0013	0,0213	0,0664
3	18	0,0011	0,0133	0,0641
4	5	0,0008	0,0128	0,0403
4	14	0,0008	0,0129	0,0415
5	6	0,0002	0,0026	0,0130
5	8	0,0008	0,0112	0,0443
6	7	0,0006	0,0092	0,0339
6	11	0,0007	0,0082	0,0417
6	31	0,0000	0,0250	0,0000
7	8	0,0004	0,0046	0,0234
8	9	0,0023	0,0363	0,1141
9	118	0,0010	0,0250	0,3600
10	11	0,0004	0,0043	0,0219
10	13	0,0004	0,0043	0,0219
10	32	0,0000	0,0200	0,0000
12	11	0,0016	0,0435	0,0000
12	13	0,0016	0,0435	0,0000
13	14	0,0009	0,0101	0,0517
14	15	0,0018	0,0217	0,1098
15	16	0,0009	0,0094	0,0513
16	17	0,0007	0,0089	0,0403
16	19	0,0016	0,0195	0,0912
16	21	0,0008	0,0135	0,0764
16	24	0,0003	0,0059	0,0204
17	18	0,0007	0,0082	0,0396
17	27	0,0013	0,0173	0,0965
19	20	0,0007	0,0138	0,0000
19	33	0,0007	0,0142	0,0000
20	34	0,0009	0,0180	0,0000
21	22	0,0008	0,0140	0,0770
22	23	0,0006	0,0096	0,0554
22	35	0,0000	0,0143	0,0000
23	24	0,0022	0,0350	0,1083
23	36	0,0005	0,0272	0,0000
25	26	0,0032	0,0323	0,1593
25	37	0,0006	0,0232	0,0000
26	27	0,0014	0,0147	0,0719
26	28	0,0043	0,0474	0,2341
26	29	0,0057	0,0625	0,3087
28	29	0,0014	0,0151	0,0747
29	38	0,0008	0,0156	0,0000
39	28	0,0020	0,0400	0,0100

Tabla E.1

Desde barra	Hasta barra	$R[pu]$	$X[pu]$	$B[pu]$
39	40	0,0002	0,0040	0,0000
40	41	0,0106	0,0193	0,0858
41	42	0,0015	0,0018	0,0079
42	43	0,0024	0,0029	0,0126
43	44	0,0032	0,0038	0,0166
44	45	0,0020	0,0024	0,0105
40	46	0,0106	0,0193	0,0858
46	47	0,0015	0,0018	0,0079
47	48	0,0024	0,0029	0,0126
48	49	0,0032	0,0038	0,0166
49	50	0,0020	0,0024	0,0105
40	51	0,0106	0,0193	0,0858
51	52	0,0015	0,0018	0,0079
52	53	0,0024	0,0029	0,0126
53	54	0,0032	0,0038	0,0166
54	55	0,0020	0,0024	0,0105
40	56	0,0106	0,0193	0,0858
56	57	0,0015	0,0018	0,0079
57	58	0,0024	0,0029	0,0126
58	59	0,0032	0,0038	0,0166
59	60	0,0020	0,0024	0,0105
40	61	0,0106	0,0193	0,0858
61	62	0,0015	0,0018	0,0079
62	63	0,0024	0,0029	0,0126
63	64	0,0032	0,0038	0,0166
64	65	0,0020	0,0024	0,0105
40	66	0,0106	0,0193	0,0858
66	67	0,0015	0,0018	0,0079
67	68	0,0024	0,0029	0,0126
68	69	0,0032	0,0038	0,0166
69	70	0,0020	0,0024	0,0105
40	71	0,0106	0,0193	0,0858
71	72	0,0015	0,0018	0,0079
72	73	0,0024	0,0029	0,0126
73	74	0,0032	0,0038	0,0166
74	75	0,0020	0,0024	0,0105
40	76	0,0106	0,0193	0,0858
76	77	0,0015	0,0018	0,0079
77	78	0,0024	0,0029	0,0126
78	79	0,0032	0,0038	0,0166
79	80	0,0020	0,0024	0,0105
40	81	0,0106	0,0193	0,0858
81	82	0,0015	0,0018	0,0079

Tabla E.2

LÍNEAS DE SISTEMA DE 39 BARRAS MODIFICADO (2/3)

Desde barra	Hasta barra	$R[pu]$	$X[pu]$	$B[pu]$
82	83	0,0024	0,0029	0,0126
83	84	0,0032	0,0038	0,0166
84	85	0,0020	0,0024	0,0105
40	86	0,0106	0,0193	0,0858
86	87	0,0015	0,0018	0,0079
87	88	0,0024	0,0029	0,0126
88	89	0,0032	0,0038	0,0166
89	90	0,0020	0,0024	0,0105
40	91	0,0106	0,0193	0,0858
91	92	0,0015	0,0018	0,0079
92	93	0,0024	0,0029	0,0126
93	94	0,0032	0,0038	0,0166
94	95	0,0020	0,0024	0,0105
40	96	0,0106	0,0193	0,0858
96	97	0,0015	0,0018	0,0079
97	98	0,0024	0,0029	0,0126
98	99	0,0032	0,0038	0,0166
99	100	0,0020	0,0024	0,0105
40	101	0,0106	0,0193	0,0858
101	102	0,0015	0,0018	0,0079
102	103	0,0024	0,0029	0,0126
103	104	0,0032	0,0038	0,0166
104	105	0,0020	0,0024	0,0105
40	106	0,0106	0,0193	0,0858
106	107	0,0015	0,0018	0,0079
107	108	0,0024	0,0029	0,0126
108	109	0,0032	0,0038	0,0166
109	110	0,0020	0,0024	0,0105
40	111	0,0106	0,0193	0,0858
111	112	0,0015	0,0018	0,0079
112	113	0,0024	0,0029	0,0126
113	114	0,0032	0,0038	0,0166
114	115	0,0020	0,0024	0,0105
40	116	0,0106	0,0193	0,0858
116	117	0,0015	0,0018	0,0079

Tabla E.3

LÍNEAS DE SISTEMA DE 39 BARRAS MODIFICADO (3/3)

En las Tablas E.4, E.5, E.6 se muestran las barras que conforman el sistema de 39 barras. Cabe notar que tanto la potencia activa como reactiva tienen datos positivos y negativos que corresponden a entrega y absorción de potencia, respectivamente.

N° de barra	Tipo de barra	$P_{prog}[MW]$	$Q_{prog}[MW]$	$V_{prog}[pu]$	$V_{base}[kV]$
1	PQ	0	0	-	345
2	PQ	0	0	-	345
3	PQ	-322	-2,4	-	345
4	PQ	-500	-184	-	345
5	PQ	0	0	-	345
6	PQ	0	0	-	345
7	PQ	-233,8	-84	-	345
8	PQ	-522	-176,6	-	345
9	PQ	0	0	-	345
10	PQ	0	0	-	345
11	PQ	0	0	-	345
12	PQ	-7,5	-88	-	345
13	PQ	0	0	-	345
14	PQ	0	0	-	345
15	PQ	-320	-153	-	345
16	PQ	-329	-32,3	-	345
17	PQ	0	0	-	345
18	PQ	-158	-30	-	345
19	PQ	0	0	-	345
20	PQ	-628	-103	-	345
21	PQ	-274	-115	-	345
22	PQ	0	0	-	345
23	PQ	-247,5	-84,6	-	345
24	PQ	-308,6	92,2	-	345
25	PQ	-224	-47,2	-	345
26	PQ	-139	-17	-	345
27	PQ	-281	-75,5	-	345
28	PQ	-206	-27,6	-	345
29	PQ	-283,5	-26,9	-	345
30	PV	250	-	1,02	345
31	PV	-9	-4,6	1,008	345
32	PV	650	-	1,008	345
33	PV	632	-	1	345
34	PV	508	-	1	345
35	PV	650	-	1,008	345
36	PV	560	-	1	345
37	PV	540	-	1,02	345
38	PV	830	-	1,065	345
39	PQ	0	0	-	345

Tabla E.4

BARRAS DE SISTEMA DE 39 BARRAS MODIFICADO (1/3)

N° de barra	Tipo de barra	$P_{prog}[MW]$	$Q_{prog}[MW]$	$V_{prog}[pu]$	$V_{base}[kV]$
40	PQ	0	0	-	23
41	PQ	0	0	-	23
42	PQ	0	0	-	23
43	PQ	0	0	-	23
44	PQ	0	0	-	23
45	PQ	0	0	-	23
46	PQ	0	0	-	23
47	PQ	0	0	-	23
48	PQ	0	0	-	23
49	PQ	0	0	-	23
50	PQ	0	0	-	23
51	PQ	0	0	-	23
52	PQ	0	0	-	23
53	PQ	0	0	-	23
54	PQ	0	0	-	23
55	PQ	0	0	-	23
56	PQ	0	0	-	23
57	PQ	0	0	-	23
58	PQ	0	0	-	23
59	PQ	0	0	-	23
60	PQ	0	0	-	23
61	PQ	0	0	-	23
62	PQ	0	0	-	23
63	PQ	0	0	-	23
64	PQ	0	0	-	23
65	PQ	0	0	-	23
66	PQ	0	0	-	23
67	PQ	0	0	-	23
68	PQ	0	0	-	23
69	PQ	0	0	-	23
70	PQ	0	0	-	23
71	PQ	0	0	-	23
72	PQ	0	0	-	23
73	PQ	0	0	-	23
74	PQ	0	0	-	23
75	PQ	0	0	-	23
76	PQ	0	0	-	23
77	PQ	0	0	-	23
78	PQ	0	0	-	23
79	PQ	0	0	-	23
80	PQ	0	0	-	23

Tabla E.5

BARRAS DE SISTEMA DE 39 BARRAS MODIFICADO (2/3)

Nº de barra	Tipo de barra	$P_{prog}[MW]$	$Q_{prog}[MW]$	$V_{prog}[pu]$	$V_{base}[kV]$
81	PQ	0	0	-	23
82	PQ	0	0	-	23
83	PQ	0	0	-	23
84	PQ	0	0	-	23
85	PQ	0	0	-	23
86	PQ	0	0	-	23
87	PQ	0	0	-	23
88	PQ	0	0	-	23
89	PQ	0	0	-	23
90	PQ	0	0	-	23
91	PQ	0	0	-	23
92	PQ	0	0	-	23
93	PQ	0	0	-	23
94	PQ	0	0	-	23
95	PQ	0	0	-	23
96	PQ	0	0	-	23
97	PQ	0	0	-	23
98	PQ	0	0	-	23
99	PQ	0	0	-	23
100	PQ	0	0	-	23
101	PQ	0	0	-	23
102	PQ	0	0	-	23
103	PQ	0	0	-	23
104	PQ	0	0	-	23
105	PQ	0	0	-	23
106	PQ	0	0	-	23
107	PQ	0	0	-	23
108	PQ	0	0	-	23
109	PQ	0	0	-	23
110	PQ	0	0	-	23
111	PQ	0	0	-	23
112	PQ	0	0	-	23
113	PQ	0	0	-	23
114	PQ	0	0	-	23
115	PQ	0	0	-	23
116	PQ	0	0	-	23
117	PQ	0	0	-	23
118	SL	-1104	-250	1	345

Tabla E.6

BARRAS DE SISTEMA DE 39 BARRAS MODIFICADO (3/3)

En las Tablas E.7 y E.8 se muestran los parámetros eléctricos y del sistema de excitación de los generadores sincrónicos, respectivamente. Los parámetros de los gobernadores del sistema de 39 barras son los mismos a los utilizados en el sistema de 9 barras.

Generador barra	$T'_{d0}[s]$	$T'_{q0}[s]$	$H[s]$	$X_d[pu]$	$X_q[pu]$	$X'_d[pu]$	$X'_q[pu]$
30	10,2	1	42	0,1	0,069	0,031	0,031
31	6,56	1,5	30,3	0,295	0,282	0,0697	0,0697
32	5,7	1,5	35,8	0,2495	0,237	0,0531	0,0531
33	5,69	1,5	28,6	0,262	0,258	0,0436	0,0436
34	5,4	0,44	26	0,67	0,62	0,132	0,132
35	7,3	0,4	34,8	0,254	0,241	0,05	0,05
36	5,66	1,5	26,4	0,295	0,292	0,049	0,049
37	6,7	0,41	24,3	0,29	0,28	0,057	0,057
38	4,79	1,96	34,5	0,2106	0,205	0,057	0,057
118	7	0,7	500	0,02	0,019	0,006	0,006

Tabla E.7

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Generador barra	K_A	$T_A[s]$	K_E	$T_E[s]$	K_F	$T_F[s]$
30	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
31	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
32	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
33	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
34	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
35	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
36	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
37	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
38	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8
118	200	0,04	1	0,7	0,08	0,8

Tabla E.8

PARÁMETROS DE LOS SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Los parámetros de los generadores eólicos para el sistema de 39 barras son los mismos que se consideran en el sistema de 9 barras. Lo mismo ocurre con los parámetros para los esquemas de participación en el control primario de frecuencia y el control a nivel de planta de tensión en el PCC.

Apéndice F

Modelo de Gobernador IEESGO

Con el fin de hacer simulaciones en el dominio del tiempo considerando los esquemas de participación, en la Figura F.1 se muestra el modelo de gobernador IEESGO [68].

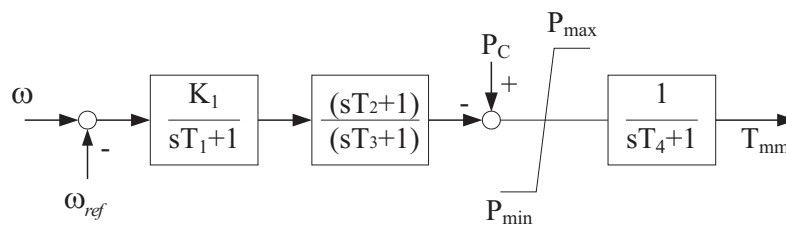


Figura F.1. *Modelo de Gobernador IEESGO*

Los parámetros utilizados se muestran en la Tabla F.1.

T_1	T_2	T_3	T_4	K_1
0,3	5	12	0,1	20

Tabla F.1

PARÁMETROS DE GOBERNADOR IEESGO

Bibliografía

- [1] Diario Oficial de la República de Chile, “Ley N° 20.257. Modificaciones a ERNC.” [Online]. Disponible en: <http://www.cne.cl/normativas/energias/renovables> (Accedido en Abril 2013).
- [2] N. Golait, R.M. Moharil, and P.S. Kulkarni, “Wind electric power in the world and perspectives of its development in India,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 233–247, 2009.
- [3] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century Secretariat, “REN21 Global Status Report 2011.” [Online]. Disponible en: <http://www.ren21.net/> (Accedido en Junio 2012).
- [4] World Wind Energy Association, “World Wind Energy Report.” [Online]. Disponible en: <http://www.wwindea.org> (Accedido en Abril 2013).
- [5] IEA Wind, “Design and operation of power systems with large amounts of wind power,” tech. rep., International Energy Agency, 2009.
- [6] M. Tsili, S. Papathanassiou, “A review of grid code technical requirements for wind farms,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, 2009.
- [7] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.” [Online]. Disponible en: <http://www.cne.cl/normativas/energias/electricidad/528-norma-tecnica> (Accedido en Marzo 2013).
- [8] J. Machowski, J. W. Bialek, S. Robak, J. R. Bumby, “Excitation control system for use with synchronous generators,” *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 5, pp. 537–546, 1998.
- [9] V. Akhmatov, “An aggregated model of a large wind farm with variable-speed wind turbines equipped with doubly-fed induction generators,” *Wind Engineering*, vol. 28, no. 4, pp. 479–486, 2004.
- [10] P.W. Sauer and M.A. Pai, *Power Systems Dynamics and Stability*. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 1998.
- [11] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory User’s Manual DIgSILENT PowerFactory Version 14.0*, 2010.
- [12] H.K. Khalil, *Nonlinear Systems*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 3rd ed., 2002.

-
- [13] A. Hansen and L. Hansen, "Market penetration of wind turbine concepts over the years," in *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition*, 2007. Milan, Italy.
- [14] T. Ackermann, *Wind power in power systems*. Chichester: John Wiley and Sons, Ltd., 2005.
- [15] L. Jiao, B.-T. Ooi, G. Joos, and F. Zhou, "Doubly-fed induction generator (DFIG) as a hybrid of asynchronous and synchronous machines," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 33–37, 1997.
- [16] M. Yamamoto and O. Motoyoshi, "Active and Reactive Power Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 6, no. 4, pp. 624–629, 1991.
- [17] J. Ekanayake, L. Holdsworth, and N. Jenkins, "Control of DFIG wind turbines," *IEE Power Engineering*, vol. 17, no. 1, pp. 28–32, 2003.
- [18] Z. Miao and L. Fan, "The art of modeling and simulation of induction generator in wind generation applications using high-order model," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 16, no. 9, pp. 1239–1253, 2008.
- [19] A. Tapia, G. Tapia, J.X. Ostolaza, and J.R. Saenz, "Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 2, pp. 194–204, 2003.
- [20] N.P. Quang, A. Dittrich, and A. Thieme, "Doubly-fed induction machine as generator: Control algorithms with decoupling of torque and power factor," *Electrical Engineering*, vol. 80, pp. 325–335, 1997.
- [21] K. Clark, N. Miller, J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies." [Online]. Available: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GE%20WTG%20Modeling-v4.5.pdf (Accessed in March 2012), April.
- [22] M. Kayikci, J. Milanovic, "Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 859–867, 2009.
- [23] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, 2006.
- [24] R.G. de Almeida and J.A. Peças Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, 2007.
- [25] E. Loukarakis, I. Margaritis and P. Moutis, "Frequency control support and participation methods provided by wind generation," in *IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, 2009. Montreal, Canada.

- [26] Xue Yingcheng and Tai Nengling, "Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1671–1677, 2011.
- [27] I. Erlich, M. Wilch, "Primary frequency control by wind turbines," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010. Minneapolis, MN., USA.
- [28] K. Elkington, V. Knazkins, M. Ghandhar, "On the rotor angle stability of power systems with Doubly Fed Induction Generators," in *IEEE Power Tech*, 2007.
- [29] I. Erlich, F. Shewarega, "Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System," in *Power and Energy Conference*, 2006. Putrajaya, Malaysia.
- [30] V. Akhmatov, P.B. Eriksen, "A Large Wind Power System in Almost Island Operation-A Danish Case Study," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 937–943, 2007.
- [31] V. Akhmatov, H. Knudsen, A.H. Nielsen, J.K. Pedersen, and N.K. Poulsen, "Modelling and transient stability of large wind farms," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 123–144, 2003.
- [32] G. Tsourakisa, B.M. Nomikosb, C.D. Vournas, "Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 1, pp. 190–200, 2008.
- [33] H. Pulgar-Painemal and P.W. Sauer, "Power system modal analysis considering doubly-fed induction generators," in *VIII iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control*, pp. 1–7, 2010. Buzios, Rio de Janeiro, Brazil.
- [34] F. Mei, B. Pal, "Modal Analysis of Grid-Connected Doubly Fed Induction Generators," *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 22, no. 3, pp. 728–736, 2007.
- [35] F. Mei, B. Pal, "Modelling adequacy of the doubly fed induction generator for small-signal stability studies in power systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 3, pp. 181–190, 2008.
- [36] I. Dobson, and L. Lu, "Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 39, no. 9, pp. 762–766, 1992.
- [37] A. Lerm, C. A. Canizares, N. Mithulananthan, "Effects of limits in small signal stability analysis of power systems," in *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001. Vancouver, BC , Canada.
- [38] L. Chen, Y. Min, "Limit Induced Bifurcation Caused by SVC Capacity Limit," in *IEEE Power Tech*, 2007. Lausanne, Switzerland.
- [39] R. J. Avalos, C. A. Cañizares, F. Milano, and A. J. Conejo, "Equivalency of Continuation and Optimization Methods to Determine Saddle-Node and Limit-Induced Bifurcations in Power Systems," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 56, no. 1, pp. 210–223, 2009.

- [40] M.R. Khadraoui and M. Elleuch, "Comparison between OptiSlip and Fixed Speed wind energy conversion systems," in *IEEE 5th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, 2008. Amman, Jordan.
- [41] K.V. Kumar, A.N. Rao, and M.P. Selvan, "Mitigation of output power fluctuations in wind farms with Opti-slip induction generator," in *IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy*, 2009. Valencia, Spain.
- [42] H. Sun, Y. Ren, H. Li, Z. An, J. Liu, H. Hu, and H. Liu, "DFIG wind power generation based on back-to-back PWM converter," in *International Conference on Mechatronics and Automation*, pp. 2276–2280, 2009. Changchun, China.
- [43] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, 2008.
- [44] D. Santos-Martin, S. Arnaltes, and J.L. Rodriguez-Amenedo, "Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1837–1840, 2008.
- [45] H. Pulgar-Painemal and P.W. Sauer, "Doubly-fed induction machine in wind power generation," in *Electrical Manufacturing and Coil Winding Expo*, 2009. Nashville, Tennessee, USA.
- [46] T. Lund and P. Sorensen, "Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator," *Wind Energy*, vol. 10, pp. 379–394, 2007.
- [47] B. Singh and S.N. Singh, "Reactive Capability Limitations of Doubly-fed Induction Generators," *Electric Power Components and Systems*, vol. 37, pp. 427–440, 2009.
- [48] Y. Zhou, P. Bauer, and J. A. Ferreira, "Reactive power limitation of doubly fed induction generator and its application on coordinated hybrid wind farm control," in *European Wind Energy Conference & Exhibition*, 2008. Brussels, Belgium.
- [49] P.C. Krause, O. Wasynczuk, and S.D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2nd ed., 2002.
- [50] H.A. Pulgar-Painemal, *Wind Farm Model for Power System Stability Analysis*. PhD thesis, University of Illinois at Urbana Champaign, 2010.
- [51] H. Pulgar-Painemal and P.W. Sauer, "Type-C wind power generator model," in *Electrical Manufacturing and Coil Winding Expo*, 2010. Grapevine, Texas, USA.
- [52] S. Ahmed-Zaid, M. Taleb, "Structural modeling of small and large induction machines using integral manifolds," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 3, pp. 529–535, 1991.
- [53] H. Pulgar-Painemal and P. W. Sauer, "Dynamic modeling of wind power generation," in *North American Power Symposium*, pp. 1–6, 2009. Starville, Mississippi.
- [54] J.L. Slootweg, H. Polinder, and W.L. Kling, "Dynamic modeling of a wind turbine with doubly fed induction generator," in *Proceeding of IEEE PES Summer meeting*, 2002. Vancouver, Canada.

- [55] S. Muyeen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, E. Sasano, "Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 2, pp. 131–141, 2007.
- [56] M. Poller and S. Achilles, "Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics," in *4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Billund, Denmark.
- [57] J.L. Slootweg and W.L. Kling, "Modeling of large wind farms in power system simulations," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, vol. 1, pp. 503–508, 2002.
- [58] I. Erlich, and U. Bachmann, "Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in Germany," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1253–1257, 2005.
- [59] L.M. Fernandez, F. Jurado, and J.R. Saenz, "Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 1, pp. 129–140, 2008.
- [60] Z. Miao, L. Fan, D. Osborn, and S. Yuvarajan, "Control of DFIG-based wind generation to improve interarea oscillation damping," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 2, pp. 415–422, 2009.
- [61] C. Wang, L. Shi, L. Wang, and Y. Ni, "Small signal stability analysis considering grid-connected wind farms of DFIG type," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2008. Pittsburgh, Pennsylvania.
- [62] R. Scherer, "Blade design aspects," *Renewable Energy*, vol. 16, pp. 1272–1277, 1999.
- [63] W.E. Leithead, S.A. de la Salle, D. Reardon, and M.J. Grimble, "Wind turbine modelling and control," in *International Conference on Control*, vol. 1, pp. 1–6, 1991.
- [64] H. Polinder, D. Bang, R.P.J.O.M. van Rooij, A.S. McDonald, and M.A. Mueller, "10 MW Wind Turbine Direct-Drive Generator Design with Pitch or Active Speed Stall Control," in *IEEE International Electric Machines Drives Conference*, vol. 2, pp. 1390–1395, 2007.
- [65] E. Muljadi, K. Pierce, and P. Migliore, "Control strategy for variable-speed, stall-regulated wind turbines," in *Proceedings of the 1998 American Control Conference*, vol. 3, pp. 1710–1714, 1998.
- [66] "Wind Energy - The Facts." [Online]. Disponible en: <http://www.wind-energy-the-facts.org> (Accedido en Marzo 2013).
- [67] N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, W.W. Price, R.W. Delmerico, "Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2003*, vol. 3, pp. 1977–1983, 2003.
- [68] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.

- [69] J. Mauricio, A. Marano, A. Gómez-Expósito, and J. Martínez, “Frequency Regulation Contribution Through Variable Speed Wind Energy Conversion Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 173–180, 2009.
- [70] N. Mithulananthan, C. A. Cañizares, J. Reeve, “Indices to Detect Hopf Bifurcations in Power Systems,” in *North American Power Symposium*, 2000.
- [71] C. Rajagopalan, P.W. Sauer, M.A. Pai, “Analysis of Voltage Control Systems Exhibiting Hopf Bifurcation,” in *Proceeding of the 26th Conference on Decision and Control*, 1989. Florida, USA.
- [72] S. Wang, P. Crouch, D. Armbruster, “Bifurcation Analysis of Oscillations in Electric Power Systems,” in *Proceedings of the 35th Conference on Decision and Control*, 1996. Kobe, Japan.
- [73] C. Tan, M. Varghese, P. Varaiya, “Bifurcation, Chaos and voltage collapse in power system,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, no. 11, pp. 1484–1496, 1995.
- [74] H. G. Kwatny, A. K. Pasrija and L. Y. Bahar, “Static bifurcation in electric power networks: Loss of steady-state stability and voltage collapse,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, vol. 33, no. 10, pp. 981–991, 1986.
- [75] H.O. Wang, E.H. Abed, and A.M. Hamdan, “Bifurcations, chaos and crises in voltage collapse of a model power system,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems - I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 41, no. 3, pp. 294–302, 1994.
- [76] E.H. Abed, J.C. Alexander, H. Wang, A.M. Hamdan y H-C Lee, “Dynamic Bifurcations in a Power System Model Exhibiting Voltage Collapse,” in *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 1992. San Diego, USA.
- [77] H-D. Chiang, I. Dobson, R. J. Thomas, J. S. Thorp and L. Fekih-Ahmed, “On voltage collapse in electric power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 2, pp. 601–611, 1990.
- [78] S. Grijalva, “Individual Branch and Path Necessary Conditions for Saddle-Node Bifurcation Voltage Collapse,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 12–19, 2012.
- [79] M. You-jie, W. Hu-long, Z. Xue-song, L. Ji, Y. Hai-shan, “Bifurcation Analysis on Power System Voltage Stability,” in *International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation*, 2009. Zhangjiajie, China.
- [80] K.N. Srivastava, S.C. Srivastava, “Elimination of dynamic bifurcation and chaos in power systems using FACTS devices,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems - I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 45, no. 1, pp. 72–78, 1991.
- [81] M. You-jie, L. Jin-hua, Z. Xue-song, W. Hu-long, “The Static Bifurcation Analysis of STATCOM on Power System Voltage Stability,” in *International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA)*, 2010. Changsha, China.

-
- [82] Y. Xiu, J. Yi-Xiong, C. Yu, “Stability Analysis of AC/DC Power Transmission System Based on Bifurcation Theory,” in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2010. Chengdu, China.
- [83] H. Pulgar-Painemal and P.W. Sauer, “Bifurcations and loadability issues in power systems,” in *IEEE Powertech Conference*, pp. 1–6, 2009. Bucharest, Romania.
- [84] A.A. Lerm, “PSS tuning via Hopf bifurcation sensitivity analysis,” in *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, 2003. Bologna, Italy.
- [85] A. Radunskaya, C. Pomona, W. R. Claremont, R. Yinger, “A Dynamic Analysis of the Stability of a Network of Induction Generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, pp. 657–663, 2008.
- [86] Xianqi Li, “Small signal stability analysis of large scale variable speed wind turbines integration,” in *International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2008. Wuhan, China.
- [87] Z. Zeng, “Investigation of Wind Farm on Power System Voltage Stability Based on Bifurcation Theory,” in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2009. Wuhan, China.
- [88] R. Seydel, *Practical bifurcation and stability analysis: From equilibrium to chaos*. Springer-Verlag, 2nd ed., 1994.
- [89] V. Ajjarapu, B. Lee, “Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system,” in *Power Industry Computer Application Conference*, 1991. Baltimore, Maryland.
- [90] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power Systems Control and Stability*. Ephrata: Science Press, 1977.
- [91] University of Washington, “Power Systems Test Case Archive.” [Online]. Disponible en: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/> (Accedido en Mayo 2012).
- [92] J. Machowski, J.W. Bialek, and J.R. Bumby, *Power Systems Dynamics, Stability and Control*. Chichester, West Sussex, UK: John Wiley & Sons, Ltd., 2008.