



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
Facultad de Ingeniería

Tesis para la obtención del Título de
Magíster en Ing. Eléctrica

**Análisis modal y transitorio de sistemas eléctricos
con incorporación de energía eólica a gran escala**

Autor: Ing. Fernando Berrutti

Director de tesis: Dr. Ing. Álvaro Giusto

Co-director de tesis: M.Sc. Ing. Michel Artenstein

© Derechos de autor reservados

Montevideo, Uruguay

2012

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
FACULTAD DE INGENIERÍA
INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Los abajo firmantes certificamos que hemos leído el presente trabajo titulado **Análisis modal y transitorio de sistemas eléctricos con incorporación de energía eólica a gran escala** realizado por **Fernando Berrutti** y consideramos que el mismo satisface los requerimientos curriculares que la Facultad de Ingeniería exige para la obtención del título de **Magíster en Ingeniería Eléctrica**.

16 de Agosto de 2012

Director Académico y de Tesis:

.....
Dr. Ing. Álvaro Giusto

Co-director de Tesis:

.....
M.Sc. Ing. Michel Artenstein

Tribunal examinador:

.....
Dr. Ing. Pablo Monzón

.....
M.Sc. Ing. Celia Sena

.....
Dr. Ing. Ricardo Marotti

ISSN: 1688-2806 (versión impresa)
ISSN: 1688-2792 (versión electrónica)
Fernando Berrutti (berrutti@fing.edu.uy)
Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República
Montevideo, Uruguay, 2012

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY
FACULTAD DE INGENIERÍA

Fecha: 16 de Agosto de 2012

Autor: **Fernando Berrutti**
Título: **Análisis modal y transitorio de sistemas eléctricos con
incorporación de energía eólica a gran escala**
Instituto: **Ingeniería Eléctrica**
Grado: **Maestría en Ingeniería Eléctrica (M.Sc.)**

Se autoriza a través de la presente a la Universidad de la República Oriental del Uruguay a hacer circular y copiar esta tesis con propósitos no comerciales por requerimientos de individuos o instituciones.

.....
Firma del autor

El autor se reserva otros derechos de publicación o utilización de la tesis y/o de extractos de la misma sin su autorización escrita.

El autor declara que obtuvo permiso explícito para el uso de todo material con derecho de autor que aparece en esta tesis, excepto extractos o menciones de trabajos académicos con autorización similar a la actual, cuyo uso es expresamente identificado.

Dedicado a mi familia.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mi director de tesis, Álvaro Giusto, por su orientación y paciencia a lo largo de la realización del presente trabajo. Agradezco también a los compañeros del grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia por las diferentes instancias en las cuales hemos intercambiado información y experiencias sobre los temas relativos a la integración de generación eólica a la red eléctrica, en particular a Ignacio Afonso. Quiero también agradecer muy especialmente a Mario Vignolo por ser quien me ha impulsado y apoyado firmemente para que me embarcara en la realización de mis estudios de postgrado.

Corresponde mencionar que esta tesis está fuertemente ligada al proyecto de investigación PR FSE 2009 1 03 *Estudios dinámicos del sistema eléctrico uruguayo con creciente penetración de energía eólica y generación renovable*, el cual ha sido financiado por la ANII, cuyo apoyo ha sido fundamental para la concreción de este trabajo, motivo por el cual merece mi más sincero reconocimiento y gratitud. También deseo agradecer a UTE por proporcionar los modelos de la red que han sido utilizados en el presente trabajo.

Quiero agradecer especialmente a mis compañeros de trabajo de la División Redes de Distribución de UTE por el apoyo brindado al permitirme disponer de mayor tiempo para realizar mis estudios.

Finalmente, quiero agradecer la comprensión, el amor y el apoyo incondicional que me ha brindado mi familia a lo largo de toda mi carrera, pilares fundamentales que me han permitido llegar a esta instancia.

Abstract

This thesis focuses on analyzing the changes suffered by the power systems dynamics due to the inclusion of wind farms, with particular emphasis on small signal stability. This phenomenon is discussed using three tools: in first instance, a theoretical analysis is made to establish the conceptual basis that will help to understand the addressed problem. Secondly, modal analysis is performed on the particular case of the Uruguayan transmission grid in order to verify the validity of the theoretical studies and providing specific information on the changes that occur in the dynamic structure of the power system. Finally, a transient analysis is performed to validate the small signal analysis and to recognize its limitations when the power system is subject to a severe disturbance.

Taking this into account, it has been diagnosed the strengths and weaknesses that acquires the power system when wind power is integrated. This will allow to establish different methods to improve its transient performance.

In this work is performed the diagnosis of the inclusion of wind power in the Uruguayan electrical grid and the application of two methods to mitigate and even improve the performance of the power system oscillatory behaviour in those cases that wind power present an adverse effect on the small-signal stability. These methods are based on taking advantage of the capacity of the variable speed wind turbines for decoupling the production of active and reactive power and decouple the speed of rotation of the generator respect the frequency electrical grid to which are interconnected. The first method lies in establishing operational constraints in the reactive power exchange between the wind farms and the grid in order to increase the synchronizing torque of the synchronous generators affected by their inclusion. The second method is to use a PSS in wind turbines to control de active power production and to induce them to behave dynamically as the synchronous generators whose damping is trying to increase, assisted by the use of synchrophasors. Finally, it is established that both methods can be applied simultaneously to improve the oscillatory performance of those synchronous generators adversely affected by the inclusion of wind power.

Resumen

Esta tesis se centra en analizar las modificaciones que sufre la dinámica de los sistemas eléctricos de potencia debido a la inclusión de parques eólicos, haciendo particular énfasis en su repercusión en la estabilidad en pequeña señal. Este fenómeno se aborda utilizando tres herramientas: en primera instancia el análisis teórico en pequeña señal, que pretende establecer las bases conceptuales que permitirán comprender el problema bajo estudio y las variantes que presenta el mismo; en segundo lugar el análisis modal realizado sobre el caso particular de la red de transmisión uruguaya, el cual permite verificar la validez de los estudios teóricos, brindando información concreta sobre los cambios que sufre la estructura dinámica del sistema; y finalmente, el análisis transitorio, que permite validar y delimitar la validez del análisis en pequeña señal cuando se estudia en el dominio del tiempo la respuesta del sistema de potencia frente a una perturbación severa.

A partir de lo expuesto, se diagnostican las fortalezas y debilidades que adquiere el sistema de potencia al integrar energía eólica, permitiendo al mismo tiempo, establecer diferentes métodos para mejorar su desempeño transitorio.

En este trabajo se realiza el diagnóstico de la inclusión de la generación eólica en la red eléctrica uruguaya y la aplicación de dos métodos que permiten mitigar e inclusive mejorar el desempeño dinámico del sistema eléctrico en los casos que la generación eólica presente un efecto adverso sobre la estabilidad del sistema. Estos métodos están basados en aprovechar la capacidad que tienen los generadores eólicos de velocidad variable para desacoplar la producción de potencia activa y reactiva, así como de desacoplar la velocidad de rotación de los mismos respecto la frecuencia de la red a la cual están interconectados. El primer método radica en establecer restricciones operativas en el intercambio de potencia reactiva entre los parques eólicos y la red de forma tal que se induzca un mayor par sincronizante en los generadores sincrónicos afectados por su inclusión; el segundo método consiste en utilizar un PSS concebido para que los aerogeneradores se comporten dinámicamente como los generadores sincrónicos cuyo amortiguamiento se desea potenciar, a partir de la utilización de sincrofasores. Finalmente se establece que ambos métodos pueden ser aplicados en forma simultánea, permitiendo aprovechar las diferentes fortalezas de los mismos para mejorar el desempeño oscilatorio de los generadores sincrónicos afectados en forma adversa por la inclusión de energía eólica.

Contenido

1. Introducción	4
1.1. Antecedentes	4
1.2. Características de la energía eólica	6
1.3. Tecnologías de generación eólica	6
1.4. Integración de la generación eólica	8
1.4.1. Incidencia en el despacho de potencia	8
1.4.2. Incidencia en la calidad de energía	8
1.4.3. Incidencia en la estabilidad dinámica	9
1.5. Objetivo de la tesis	10
1.6. Desarrollo de los estudios	11
1.7. Estructura de la tesis	11
I Análisis en Pequeña Señal	14
2. Análisis modal	15
2.1. Formulación del problema	15
2.2. Funciones de transferencia	16
2.3. Matrices modales	17
2.4. Coordenadas modales	18
2.5. Factores de participación	19
2.6. Sensibilidad de valores propios	20
3. Estabilidad en pequeña señal	21
3.1. Generalidades	21
3.2. Definición de estabilidad en pequeña señal	23
3.3. Clasificación de inestabilidad	24
3.3.1. Inestabilidad no oscilatoria	24
3.3.2. Oscilaciones electromecánicas	24
3.4. Análisis modal de generadores sincrónicos	26
3.4.1. Generador conectado a una barra infinita	26
3.4.2. Modos de operación del generador sincrónico	28

3.5.	Influencia de los parques eólicos sobre los modos electromecánicos	31
3.5.1.	Análisis de evolución de los modos locales	32
3.5.2.	Inclusión de parque eólico con intercambio nulo de potencia reactiva	34
3.5.3.	Inclusión de parque eólico con intercambio de potencia reactiva	35
3.5.4.	Análisis de evolución de los modos de oscilación entre áreas	38
 II Modelado y Control de Parques Eólicos		45
4.	Modelado de aerogeneradores de velocidad variable	46
4.1.	Introducción	46
4.2.	Modelado y control de turbinas eólicas	47
4.2.1.	Modelo del sistema mecánico	47
4.2.2.	Sistema de control de turbinas eólicas	49
4.2.3.	Sistema de transmisión mecánica	52
4.3.	Modelado y control del DFIG	55
4.3.1.	Principio de funcionamiento	55
4.3.2.	Modelado de la máquina de inducción	58
4.3.3.	Control genérico del convertidor del rotor	60
4.3.4.	Control genérico del convertidor de red	63
4.3.5.	Simplificaciones del modelo del DFIG	65
4.4.	Modelado y control del FC	66
4.4.1.	Principio de funcionamiento	66
4.4.2.	Control del convertidor de red	67
4.4.3.	Simplificaciones del modelo del FC	68
4.5.	Modelado de parques eólicos	68
4.5.1.	Arquitectura eléctrica de parques eólicos	68
4.5.2.	Modelado del centro de control del parque eólico	69
5.	Estabilizadores de Potencia en Parques Eólicos	74
5.1.	Introducción	74
5.2.	Objetivo particular e hipótesis de trabajo	76
5.3.	Diseño del PSS eólico	77
5.3.1.	Modificación del sistema de control de potencia activa	77
5.3.2.	Fundamento teórico	78
5.3.3.	Limitaciones de la descripción	80
5.3.4.	Diseño del PSS	82
5.3.5.	Consideraciones operativas	83

III	Análisis Modal de la Red Eléctrica Uruguaya	84
6.	Diagnóstico preliminar	85
6.1.	Objetivos e hipótesis de trabajo	85
6.2.	Inclusión de generación eólica sin intercambio de potencia reactiva	87
6.2.1.	Análisis de los modos de Terra	90
6.2.2.	Análisis de los modos RN y BY-T	90
6.2.3.	Resumen de la sección	93
6.3.	Inclusión de generación eólica con intercambio de potencia reactiva	94
6.3.1.	Estudio con factor de potencia 0.95 inductivo	95
6.3.2.	Estudio con factor de potencia 0.95 capacitivo	97
6.3.3.	Comparación de evolución de modos con diferentes factores de potencia	100
6.3.4.	Modos de control de potencia reactiva	105
6.3.5.	Resumen de la sección	106
6.4.	Incremento de potencia eólica despachada	106
6.4.1.	Evolución de modos Terra	107
6.4.2.	Evolución de modo RN	109
6.4.3.	Evolución de modo BY-T	111
6.5.	Parques eólicos con control de tensión	113
6.5.1.	Comparación de modos entre diferentes modelos	113
7.	Análisis Modal de la red uruguaya	115
7.1.	Objetivos e hipótesis de trabajo	115
7.1.1.	Red eléctrica año 2013	116
7.1.2.	Red eléctrica año 2017	117
7.1.3.	Escenarios estudiados	119
7.1.4.	Modelos de generadores sincrónicos	120
7.1.5.	Modelos de parques eólicos	121
7.2.	Análisis de escenarios	122
7.2.1.	Escenarios del año 2013	122
7.2.2.	Escenarios del año 2017	125
7.2.3.	Modificación operativa de los casos 1 y 2	127
7.2.4.	Resumen de la sección	130
7.3.	Validación del análisis modal	131
7.3.1.	Estudio transitorio	131
7.3.2.	Evolución del amortiguamiento en función de la potencia reactiva inyectada por los parques eólicos	134
8.	Estudio de incorporación de PSS eólicos en el sistema eléctrico uruguayo	142
8.1.	Introducción	142

8.2.	Evaluación del PSS propuesto	143
8.2.1.	Escenarios de trabajo	143
8.2.2.	Descripción de los estudios a realizar	145
8.3.	Desarrollo de los estudios	145
8.3.1.	Cálculo del PSS	145
8.3.2.	Análisis modal	148
8.3.3.	Respuesta transitoria	149
8.4.	Inclusión de PSS y restricciones operativas	157
8.4.1.	Escenarios de trabajo	158
8.4.2.	Análisis modal	158
8.4.3.	Desempeño transitorio en el escenario 5	158
8.4.4.	Desempeño transitorio en el escenario 6	160
IV	Conclusiones	163
9.	Conclusiones y trabajos futuros	164
9.1.	Conclusiones	164
9.1.1.	Conclusiones generales	164
9.1.2.	Conclusiones específicas	165
9.1.3.	Comportamiento modal del sistema eléctrico uruguayo para el período 2013-2017	168
9.2.	Trabajos futuros	168
A.	Análisis de Prony	170
A.1.	Introducción	170
A.2.	Estudios transitorios	170
A.3.	Estudios de variación de factor de potencia	177

Lista de figuras

1.1. Potencia eólica instalada acumulada desde 1996	5
1.2. Potencia eólica instalada clasificada por países a finales de 2011	5
2.1. Diagrama de bloques de representación en espacio de estados	17
2.2. Diagrama de bloques de cambio de variable de estados	18
3.1. Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos	21
3.2. Clasificación de estabilidad en pequeña señal	24
3.3. Generador sincrónico conectado a red infinita	26
3.4. Diagrama fasorial de generador sincrónico sobreexcitado	29
3.5. Diagrama fasorial de generador sincrónico sobreexcitado operando con potencia activa variable	30
3.6. Diagrama fasorial de generador sincrónico operando con potencia reactiva variable	31
3.7. Diagrama unifilar de red con incorporación de generación eólica	33
3.8. Diagrama fasorial de generador sincrónico conectado a barra infinita	34
3.9. Diagrama fasorial en situación previa y posterior a la inclusión de un parque eólico	35
3.10. Diagrama fasorial de generador sincrónico respecto a un bus infinito	36
3.11. Sistema de tres áreas con generador eólico en área 2	39
4.1. Curva característica de coeficiente de potencia	48
4.2. Potencia de la turbina en función de velocidad del viento	51
4.3. Control de ángulo de paso	52
4.4. Representación del sistema mecánico	53
4.5. Modelo de dos masas	54
4.6. Esquema general de un DFIG	56
4.7. Esquema general de control de un DFIG	58
4.8. Representación de la máquina de inducción	60
4.9. Control genérico del convertidor del rotor	62
4.10. Controles adicionales del convertidor del rotor	62
4.11. Control genérico del convertidor de red	64

4.12. Controles adicionales del convertidor de red	65
4.13. Modelo simplificado de DFIG	66
4.14. Modelo simplificado de DFIG como equivalente Norton	66
4.15. Esquema general de un FC basado en un generador de imanes permanentes	67
4.16. Modelo de parque eólico	69
4.17. Modelo de parque eólico DFIG	70
4.18. Creación de la consigna de potencia reactiva	71
4.19. Creación de la consigna de tensión	71
4.20. Creación de consigna de corriente activa	72
4.21. Control de ángulo de paso	73
5.1. Sistema de 3 áreas con generador eólico equipado con PSS en área 2	77
5.2. PSS en FC	78
5.3. Estructura del PSS	82
6.1. Esquema geográfico de la red de transmisión uruguaya en 2013	86
6.2. Mode shape de RN sin eólica (azul), con eólica modelada como CN, DFIG, FC (rojo)	91
6.3. Mode shape de BY-T sin eólica (azul), con eólica modelada como CN, DFIG, FC (rojo)	93
6.4. Superposición de mode shapes de RN caso parque inductivo modelado como CN, DFIG y FC	96
6.5. Superposición de mode shapes de BY-T caso parque inductivo modelado como CN, DFIG y FC	97
6.6. Superposición de mode shapes de RN caso parque capacitivo modelado como CN, DFIG y FC	98
6.7. Superposición de mode shapes de BY-T caso parque capacitivo modelado como CN, DFIG y FC	99
6.8. Evolución del mode shape RN: caso base (azul), parque con PF=1 (negro), parque con PF=0.95 inductivo (rojo), parque con PF=0.95 capacitivo (magenta)	103
6.9. Evolución del mode shape BY-T: caso base (azul), parque con PF=1 (negro), parque con PF=0.95 inductivo (rojo), parque con PF=0.95 capacitivo (magenta)	104
6.10. Amortiguamiento de modo Terra frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	108
6.11. Frecuencia de oscilación de modo Terra frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	108
6.12. Amortiguamiento de modo RN frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	110
6.13. Frecuencia de oscilación de modo RN frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	110

6.14. Amortiguamiento de modo BY-T frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	112
6.15. Frecuencia de oscilación de modo BY-T frente al aumento de potencia eólica en Palmatir	112
7.1. Esquema geográfico de la red uruguaya en 2013	116
7.2. Esquema geográfico de la red uruguaya en 2017: caso 1	117
7.3. Esquema geográfico de la red uruguaya en 2017: caso 2	118
7.4. <i>Mode shape</i> RN para escenario máximo de 2017 con eólica	132
7.5. Detalle de <i>mode shape</i> de RN	132
7.6. Evolución de ángulos: falta trifásica Terra Young 150kV	134
7.7. Evolución de ángulos en Terra frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos	138
7.8. Evolución de ángulos en Baygorria frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos	140
7.9. Evolución de ángulos en Baygorria frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos	141
8.1. Diagrama unifilar simplificado con instalación de PSS en Palmatir	144
8.2. Diagrama unifilar simplificado con instalación de PSS en Palmatir y Agua Leguas	144
8.3. Evaluación de defasaje entre potencia de Terra y Palmatir	146
8.4. Diagrama simplificado de lazo de control de potencia activa con PSS	147
8.5. Oscilaciones de ángulo en Terra en escenarios 1 y 2	150
8.6. Oscilaciones de ángulo en Baygorria en escenarios 1 y 2	150
8.7. Oscilaciones de ángulo en Terra en escenarios 2, 3 y 4	151
8.8. Oscilaciones de ángulo en Baygorria en escenarios 2, 3 y 4	152
8.9. Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 2, 3 y 4	153
8.10. Potencia inyectada por Agua Leguas 1/2 en escenarios 2, 3 y 4	154
8.11. Potencia activa inyectada por Terra, Baygorria y Palmatir (escenario 3)	155
8.12. Detalle de potencia activa inyectada por Palmatir	156
8.13. Detalle de potencia activa, reactiva y tensión en Palmatir	157
8.14. Comparación de ángulos de Terra en escenarios 3 y 5	159
8.15. Comparación de ángulos de Baygorria en escenarios 3 y 5	159
8.16. Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 3 y 5	160
8.17. Comparación de ángulos de Terra en escenarios 4 y 6	161
8.18. Comparación de ángulos de Baygorria en escenarios 4 y 6	161
8.19. Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 4 y 6	162
A.1. Análisis de Prony - Terra	171
A.2. Análisis de Prony - Baygorria	172

A.3. Análisis de Prony - UPM	173
A.4. Análisis de Prony - Palmar	174
A.5. Análisis de Prony - Salto Grande Uruguay	175
A.6. Análisis de Prony - Salto Grande Argentina	176
A.7. Análisis de Prony caso base - Terra	178
A.8. Análisis de Prony con inclusión de parques sin intercambio de reactiva - Terra	179
A.9. Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 in- ductivo - Terra	180
A.10. Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 ca- pacitivo - Terra	181
A.11. Análisis de Prony caso base - Baygorria	182
A.12. Análisis de Prony con inclusión de parques sin intercambio de reactiva - Baygorria	183
A.13. Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 in- ductivo - Baygorria	184
A.14. Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 ca- pacitivo - Baygorria	185

Lista de tablas

4.1. Caracterización de regiones de operación de una turbina eólica	50
4.2. Modos de operación del DFIG	55
6.1. Resumen de modelos dinámicos utilizados en DSAT	87
6.2. Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica	88
6.3. Factores de participación para el modo RN	92
6.4. Factores de participación para el modo BY-T	93
6.5. Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica con factor de potencia 0.95 inductivo	95
6.6. Factores de participación para el modo RN caso inductivo . .	96
6.7. Factores de participación para el modo BY-T caso inductivo .	97
6.8. Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica con factor de potencia 0.95 capacitivo	98
6.9. Factores de participación para el modo RN - caso capacitivo .	99
6.10. Factores de participación para el modo BY-T - caso capacitivo	100
6.11. Evolución de los modos con diferentes escenarios de factor de potencia	101
6.12. Factores de participación para el modo RN - evolución	103
6.13. Factores de participación para el modo BY-T - evolución . . .	104
6.14. Evolución de modo Terra frente al aumento de potencia de Palmatir	107
6.15. Evolución de modo RN frente al aumento de potencia de Pal- matir	109
6.16. Factores de participación de modo RN para incremento de potencia eólica en Palmatir	111
6.17. Evolución de modo BY-T frente al aumento de potencia de Palmatir	111
6.18. Factores de participación de modo BY-T para incremento de potencia eólica en Palmatir	113
6.19. Comparación de modos para tensión 1.00 p.u. en nodo Palmatir	114
6.20. Comparación de modos para tensión 1.05 p.u. en nodo Palmatir	114

6.21. Comparación de modos para tensión 1.10 p.u. en nodo Palmatir	114
7.1. Resumen de modelos dinámicos utilizados de generadores sincrónicos	121
7.2. Resumen de modelos dinámicos utilizados de parques eólicos del año 2013	121
7.3. Resumen de modelos dinámicos utilizados de parques eólicos desglosados para casos y escenarios del año 2017	122
7.4. Evolución de modos dominantes en los escenarios mínimos 2013	123
7.5. Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2013	124
7.6. Evolución de modos dominantes en los escenarios mínimos del año 2017	125
7.7. Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos del año 2017	126
7.8. Potencia reactiva despachada por parques eólicos en CASO 1-I	128
7.9. Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2017 (caso 1) considerando escenario adicional con consumo de reactiva por parte de los parques eólicos	128
7.10. Potencia reactiva despachada por parques eólicos en el caso 2-I	129
7.11. Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2017 (caso 2) considerando escenario adicional con consumo de reactiva por parte de los parques eólicos	130
7.12. Factores de participación (%) para modo RN - máximo 2017, caso 1 para escenario máximo base y con eólica	133
7.13. Evolución de los modos Terra, RN, BY-T con diferentes escenarios de factor de potencia	135
7.14. Factores de participación para el modo RN escenario máximo 2017 para diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva por parte de Palmatir y Agua Leguas 1 y 2 frente a cortocircuito de línea Young-Terra	135
7.15. Factores de participación para el modo BY-T escenario máximo 2017 para diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva por parte de Palmatir y Agua Leguas 1 y 2 frente a cortocircuito de línea Young-Terra	136
7.16. Análisis de Prony para oscilación de ángulo de Terra: Amplitud y amortiguamiento de modos RN y BY-T	137
7.17. Análisis de Prony para oscilación de ángulo de Baygorria: Amplitud y amortiguamiento de modos RN y BY-T	139
8.1. Evolución de los modos RN, BY-T con diferentes ganancias en el PSS	147
8.2. Evolución de los modos RN, BY-T con incorporación de PSS	148
8.3. Factores de participación para el modo RN - evolución	149

8.4. Evolución de los modos RN, BY-T con incorporación de PSS y factor de potencia 0.95 inductivo	158
--	-----

Acrónimos

Símbolo	Significado
AC	Alternating Current
APC	Active Power Control
APM	Active Power Modulation
AVR	Automatic Voltage Regulator
CN	Carga Negativa
DC	Direct Current
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FC	Full Converter
GE	General Electric
GSC	Grid Side Converter
HPM	Hybrid Power Modulation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PMU	Phasor Measurement Unit
PSAT	Powerflow and Short Circuit Analysis Tool
PSS	Power System Stabilizer
RPM	Reactive Power Modulation
RSC	Rotor Side Converter
SCIG	Single Cage Induction Generator
SSAT	Small Signal Analysis Tool
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
VSC	Voltage Source Converter
WAMS	Wide Area Measurement Systems
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Prefacio

La presente tesis analiza el impacto de la inserción de generación eólica basada en máquinas de velocidad variable en los sistemas eléctricos de potencia haciendo énfasis en su repercusión en el fenómeno de estabilidad en pequeña señal.

Se realiza una revisión de los fundamentos de la estabilidad en pequeña señal de acuerdo a los criterios clásicos, así como del modelado de los diferentes generadores de velocidad variable. Asimismo, se justifica la caracterización dinámica de los parques eólicos fundamentalmente como fuentes estáticas de producción de potencia activa. Esto determina que en su formato de control más básico, dichos generadores no participarán activamente en las oscilaciones electromecánicas de los generadores sincrónicos de la red, sino que el efecto de su inclusión será indirecto, mediante la modificación del punto de operación de los generadores sincrónicos alterando su par amortiguador y par sincronizante.

A partir de esta caracterización dinámica se estudia el efecto de la inclusión de los parques eólicos sobre los modos de oscilación interárea donde se concluye que el amortiguamiento de los mismos puede verse beneficiado o perjudicado en función de los patrones de oscilación que estos representen. Como consecuencia de este efecto, se analizan dos posibles métodos, que pueden ser aplicados simultáneamente, para mejorar las amortiguaciones del sistema frente a perturbaciones de pequeña señal, que son también aplicables cuando el sistema se encuentra sujeto a perturbaciones severas:

1. El primer método consiste en respetar la naturaleza original del lazo de control de potencia activa de los parques eólicos, pero imponiendo restricciones operativas sobre el volumen de potencia reactiva que deberán intercambiar los mismos con la red, a efectos de inducir un mayor par sincronizante y par amortiguador en los generadores sincrónicos. Esto beneficiará fundamentalmente la respuesta transitoria de los modos oscilatorios locales.
2. El segundo método consiste en la modificación de la estructura del lazo de control de potencia activa de los parques eólicos mediante la

inclusión de un estabilizador (PSS) que permitirá a los mismos participar en forma activa de las oscilaciones electromecánicas de los generadores sincrónicos. Se utilizará la potencia activa de los generadores sincrónicos como entrada del PSS propuesto, por lo cual se considerará la disponibilidad de PMUs para esta implementación. Esto permitirá mejorar en forma simultánea el amortiguamiento de los modos de oscilación cuya evolución sería contrapuesta si se utilizara el sistema de control de los parques eólicos en su formato estándar.

A efectos de la realización del presente trabajo, se han utilizado los programas PSAT, SSAT y TSAT del paquete DSATools de Powertech, los cuales han permitido validar mediante simulaciones los desarrollos teóricos realizados a nivel cualitativo. Este paquete incluye los modelos estandarizados de parques eólicos basados en generadores de velocidad variable desarrollados por la WECC. Estos modelos han sido incluidos en los archivos que describen a la red de transmisión uruguaya de acuerdo a los escenarios de máxima y mínima demanda previstos para los años 2013 y 2017.

La validación de los aerogeneradores como fuentes estáticas de producción de potencia ha sido analizada mediante la comparación del desempeño de los amortiguamientos, factores de participación y *mode shapes* que caracterizan a los modos oscilatorios dominantes del sistema eléctrico uruguayo cuando los parques eólicos se modelan de acuerdo a la estandarización existente y cuando se utiliza el modelo simplificado como carga negativa. Asimismo, se ha verificado para el caso particular de las centrales Terra y Baygorria, la composición modal de las respuestas temporales de los ángulos de las mismas cuando el sistema es sometido a una perturbación severa, mediante la utilización del análisis de Prony. El funcionamiento del PSS propuesto se ha explicado en forma cualitativa y modelado de acuerdo a los criterios clásicos de control lineal. El desempeño del mismo ha sido analizado mediante análisis modal y la respuesta transitoria frente a una perturbación severa, haciendo particular hincapié en las limitaciones que presenta el análisis modal en estos casos.

Adicionalmente, se ha realizado una serie de estudios para determinar el desempeño modal del sistema eléctrico uruguayo para los años 2013 y 2017 donde está prevista la incorporación de entre 450MW y 1000MW de potencia instalada de origen eólico y la ejecución de importantes obras de ampliación de la red, dentro de las cuales se destacan la construcción de las líneas San Carlos - Melo de 500kV, Artigas - Rivera y Melo - Tacuarembó de 150kV. A partir de los análisis realizados se puede observar que la inclusión de potencia de origen eólico presenta una gran influencia sobre los modos oscilatorios de las centrales hidroeléctricas del Río Negro. La variación de los amortiguamientos de los modos es altamente sensible a la potencia ac-

tiva inyectada y la potencia reactiva intercambiada por los parques eólicos que serán emplazados en las cercanías de la central Terra. Los escenarios de generación han sido concebidos con el criterio de presentar casos comprometidos desde el punto de vista de la estabilidad en pequeña señal. De acuerdo a los resultados obtenidos, no se constatan problemas de estabilidad en pequeña señal para ninguno de los escenarios analizados, si bien puntualmente la generación eólica incide altamente en la respuesta oscilatoria de los generadores sincrónicos cercanos. Asimismo, se observa que la incorporación de las líneas referidas anteriormente tienen un efecto positivo sobre el amortiguamiento de la mayoría de los modos del sistema, aún existiendo un importante incremento en la demanda. En particular, se ha verificado la mejora del desempeño en pequeña señal del sistema mediante simulaciones para el caso del escenario máximo de 2017 cuando se utilizan los dos métodos propuestos anteriormente.

Las contribuciones más importantes del presente trabajo se enumeran a continuación:

- La verificación que los parques eólicos basados en aerogeneradores de velocidad variable se comportan fundamentalmente como fuentes estáticas de producción de potencia frente a pequeñas perturbaciones. Esto implica que afectan los modos oscilatorios del sistema mediante la modificación de los puntos de operación de los generadores sincrónicos operativos. Esto último se debe fundamentalmente a la redistribución del flujo de potencia, no constatándose cambios significativos a nivel de la estructura dinámica del sistema eléctrico.
- La explicación teórica y validación mediante simulaciones que la forma en la cual el amortiguamiento de los modos de oscilación se ven afectados por la inclusión de la generación eólica es altamente dependiente del patrón de oscilación que los mismos representen.
- La determinación de las restricciones operativas que deben ser dictaminadas en cuanto al intercambio de potencia reactiva entre los parques eólicos y la red a efectos de mejorar la respuesta transitoria del sistema eléctrico. Esto ha sido verificado mediante simulaciones en el caso del sistema uruguayo, donde existe una importante interacción entre las centrales hidroeléctricas y los parques eólicos.
- La propuesta de un diseño de PSS modificando la estructura de control de los parques eólicos de forma tal que permita a los mismos emular el comportamiento de los generadores sincrónicos. El PSS diseñado propicia a los parques eólicos a participar en las oscilaciones electromecánicas del sistema, mediante la utilización de señales remotas provenientes de los generadores sincrónicos cuyo desempeño dinámico se requiere mejorar.

- La posibilidad de mejorar el desempeño oscilatorio del sistema eléctrico aplicando simultáneamente las técnicas enunciadas en los dos puntos anteriores.
- La conclusión que la estabilidad en pequeña señal del sistema eléctrico uruguayo tenderá a degradarse por la inclusión de grandes volúmenes de potencia eólica en régimen n, pero que simultáneamente, este efecto negativo se verá compensado por las obras a ejecutarse en el período comprendido entre los años 2013 y 2017.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

El sostenido desarrollo que ha experimentado la industria eólica en la última década está basado no solamente por la coyuntura de crisis energética a nivel mundial y la consiguiente necesidad de diversificación de la matriz energética, sino por el interés político y social existente en torno a la utilización de tecnologías de generación de energía eléctrica menos nocivas con el medio ambiente. Si bien la energía eólica ha sido utilizada desde hace siglos para el bombeo de agua y la molienda de granos de cereales, la revolución industrial direccionó el desarrollo industrial a la utilización intensiva de combustibles fósiles, relegando la energía eólica a las aplicaciones referidas.

Varios diseños de aerogeneradores han sido patentados a lo largo del siglo XX, pero no fue sino a partir de la década de los setenta, motivado por la crisis del petróleo y el pico de producción de dicho combustible en Estados Unidos, que empezó a surgir el interés en la energía eólica aplicada a la generación de energía eléctrica a gran escala. A partir de ese momento comenzó un desarrollo importante de la industria eólica, el cual ha sido fuertemente impulsado durante los últimos veinte años por las políticas de los países que hoy presentan un alto nivel de penetración eólica en sus matrices energéticas.

Las consecuencias de este desarrollo se han visto reflejadas en un incremento anual aproximado de la potencia eólica instalada a nivel mundial que oscila entre los 20 % y 30 % desde el año 1998 hasta el 2011 [41], [1], [2].

De acuerdo a la figura 1.1, la potencia instalada de origen eólico sufre un crecimiento desde 6GW a mediados de la década de los noventa, hasta un valor cercano a los 240GW a finales del año 2011.

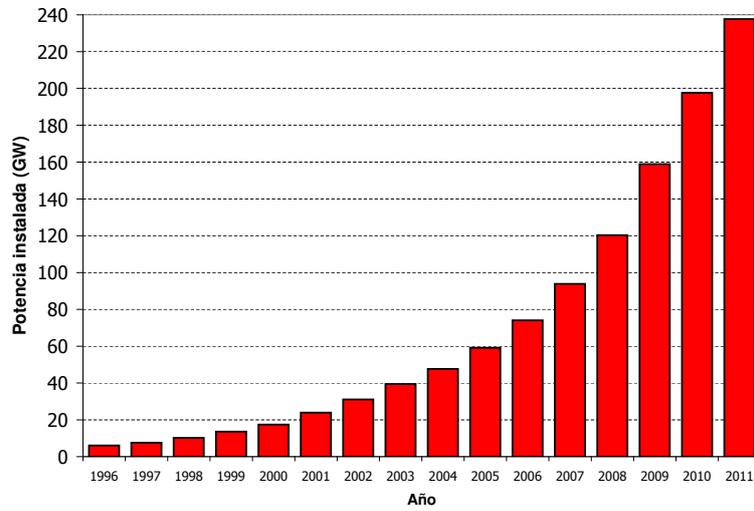


Figura 1.1: Potencia eólica instalada acumulada desde 1996

Dentro de los países con mayor integración de potencia eólica al momento de redactar este trabajo se destacan China, Estados Unidos y Alemania según la gráfica 1.2, acumulando más del 58 % de la potencia instalada a nivel mundial. En este contexto, China se destaca por su crecimiento, incorporando en su territorio el 43 % de la capacidad instalada en todo el mundo en el año 2011 [2].

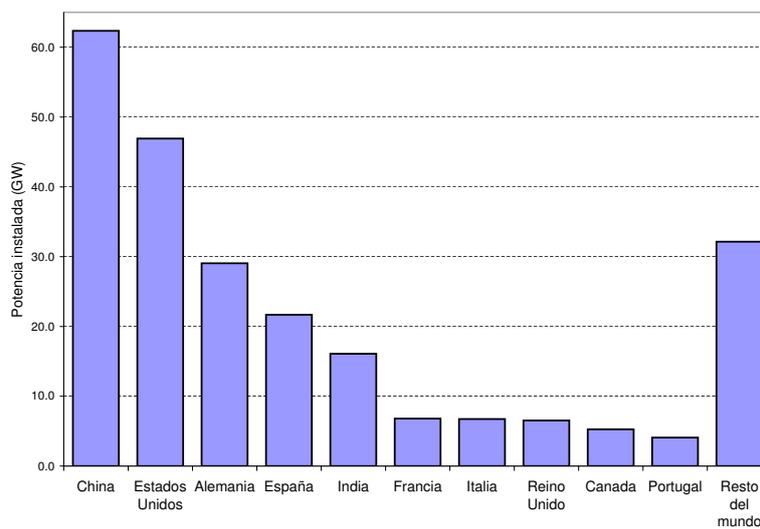


Figura 1.2: Potencia eólica instalada clasificada por países a finales de 2011

Por su parte, Uruguay ha promovido la incorporación de energía de origen eólico a gran escala mediante diferentes mecanismos, pretendiendo instalar antes del año 2015 un total de 1000MW de potencia de origen eólico en todo el territorio nacional.

1.2. Características de la energía eólica

Para realizar los estudios de impacto de la generación eólica a gran escala en los sistemas de potencia, es necesario tener en cuenta las particularidades que presenta este tipo de generación, reconociendo la repercusión de las mismas y las diferencias respecto a las centrales de generación térmica que constituyen la base de producción de energía eléctrica en todo el mundo [37]. Reconocer las peculiaridades que presenta la energía eólica es el primer paso para abordar en forma solvente la integración de esta fuente de energía a los sistemas de potencia.

Dada la naturaleza de la fuente primaria, existen diferencias importantes entre las centrales de generación eólica respecto a las centrales de generación convencionales:

- Las centrales eólicas están constituidas por decenas de aerogeneradores que se distribuyen sobre un área geográficamente importante, y con una potencia nominal unitaria relativamente pequeña.
- Dada la variabilidad del recurso eólico, cada aerogenerador producirá potencia en función de las características locales de viento, que pueden ser puntualmente diferentes para cada aerogenerador que constituye un parque eólico.
- A diferencia de las centrales térmicas en las cuales se puede establecer un mínimo y un máximo técnico de generación dado que es posible controlar la potencia generada mediante el control de los actuadores correspondientes, la energía eléctrica de origen eólico no constituye una fuente de potencia firme, por lo tanto, la controlabilidad de inyección de potencia a la red está limitada por el máximo valor de potencia que puede producir un aerogenerador en un instante determinado.
- Las centrales convencionales utilizan generadores sincrónicos para la producción de energía en tanto que las centrales eólicas utilizan cuatro tipo de tecnologías de generadores. Actualmente predominan los generadores de velocidad variable basados en convertidores electrónicos, los cuales tendrán una importante repercusión en el comportamiento dinámico del sistema.

- El emplazamiento geográfico más adecuado para los parques eólicos se encuentra generalmente en zonas alejadas de los centros de carga y nodos fuertes de la red, lo cual afectará el desempeño estático y dinámico de la misma.

1.3. Tecnologías de generación eólica

Sin pretender abordar exhaustivamente el tópico de clasificación de aerogeneradores, el cual se encuentra ampliamente documentado en artículos tales como [32], [3] a los efectos de este trabajo es conveniente considerar las tres tecnologías más utilizadas de acuerdo a su topología eléctrica :

1. Generadores de inducción de velocidad fija (SCIG).
2. Generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG).
3. Generadores con interfaz electrónica pura (FC).

El primer tipo consiste en un generador de inducción de jaula acoplado directamente a la red, equipado con un banco de condensadores. El segundo tipo es un aerogenerador de inducción de rotor bobinado, el cual se encuentra alimentado directamente de la red a través del estator, y mediante un convertidor AC/AC a través del rotor, siendo este último capaz de entregar una potencia de alrededor del 30 % de la potencia nominal de la máquina. El último tipo de aerogenerador se interconecta a la red en forma íntegra mediante un convertidor AC/AC, pudiendo ser la máquina un generador sincrónico convencional, un generador de inducción de jaula, o un generador de imanes permanentes. En el caso del generador de imanes permanentes, el diseño se concibe de forma tal que la velocidad nominal en el eje del generador eléctrico permita el acoplamiento directo con el eje de la turbina, eliminando el tren de engranajes mediante una elección adecuada del número de polos.

Los aerogeneradores del segundo y tercer tipo se denominan usualmente aerogeneradores de velocidad variable, dado que la frecuencia eléctrica del rotor se encuentra desacoplada de la frecuencia eléctrica de la red mediante la utilización de convertidores electrónicos. Estos permitirán controlar el par y la velocidad en el eje, a los efectos de optimizar o limitar la extracción de potencia del viento dependiendo del punto de operación. Simultáneamente, presentan la ventaja de permitir desacoplar el control de potencia activa y reactiva entregada a la red, lo cual no es posible realizar con el aerogenerador de primer tipo [10]. Como se estudiará en los capítulos siguientes, el desacople de la frecuencia de la red respecto la velocidad angular de los aerogeneradores tendrá la particularidad de inhibir el intercambio de energía

cinética de los rotores de este tipo de generadores con los rotores de los generadores sincrónicos.

Atendiendo al objetivo de la presente tesis, solamente se estudiará el impacto de los aerogeneradores de velocidad variable por dos motivos:

1. Los aerogeneradores de velocidad fija no cumplen los requisitos establecidos por parte de los códigos de red actuales [5], con lo cual, en la actualidad no se realiza la instalación de nuevos parques basados en esta tecnología.
2. No existe consenso a nivel internacional acerca de la influencia sobre la estabilidad en pequeña señal que ejercen los aerogeneradores de velocidad variable, lo cual es objeto de discusión al momento de redactar este documento.

En particular, si bien existe consenso en que los aerogeneradores de velocidad fija contribuyen a aumentar la inercia neta del sistema [46], la necesidad que presentan de consumir potencia reactiva de la red, provoca que el desempeño de los mismos sea muy pobre en caso de ocurrir perturbaciones severas. Esto implica que no sean aptos para cumplir con las exigencias establecidas por los códigos de red actuales, señaladas en la sección 1.4.3.

1.4. Integración de la generación eólica

A medida que se incrementa la capacidad de las plantas de generación eólica surgen nuevos desafíos a nivel de la operación y diseño de los sistemas de potencia. Esto se debe a las características referidas en la sección 1.2 y a las regulaciones del mercado que tienden a favorecer la incorporación de generación eólica, tomando en cuenta que el costo marginal de operación de una central eólica es comparativamente bajo respecto a las centrales termoeléctricas. Esto traerá aparejado determinados problemas técnicos que serán mencionados brevemente a continuación [4].

1.4.1. Incidencia en el despacho de potencia

La variabilidad de producción de estas plantas implicará un replanteo en el despacho de potencia, en el cual se deberán tomar ciertas previsiones dado que se prioriza la inserción de una fuente cuya potencia no es firme. El sistema deberá contar con las reservas rotantes necesarias frente a las fluctuaciones en la producción de energía eólica, especialmente en los casos en que la misma disminuya por causas de fuerza mayor. En caso que la producción disminuya debido a un decremento en la velocidad del viento, el resto del sistema debe asegurar el suministro de energía eléctrica con una

correcta regulación de tensión y frecuencia. Por otra parte, en caso que la velocidad del viento sea alta, el sistema debe contar con las reservas rotantes que aseguren el control primario en caso que los aerogeneradores salgan de servicio por rebasar la velocidad de corte, provocando un desbalance entre generación y carga que deberá ser absorbido por el resto del sistema. Este hecho es particularmente más grave cuanto más concentradas están geográficamente las plantas de generación eólica.

Las restricciones de carácter operativo mencionadas en el párrafo anterior entran en conflicto con consideraciones de carácter económico. Dado que el costo marginal de la energía eólica se considera nulo, se debe priorizar en tanto sea posible su despacho para garantizar el suministro de energía al menor costo posible. Es por esto que el gran desafío de integración de la energía eólica a nivel de despacho consiste en desarrollar herramientas de predicción del recurso eólico e incorporarlas como un elemento adicional a ser considerado en la programación de la operación del sistema de potencia.

1.4.2. Incidencia en la calidad de energía

Un problema que repercutirá a nivel de todo el sistema es la variación del nivel de tensión en nodos de la red cercanos a las centrales eólicas frente a la variabilidad de la velocidad del viento, problema que se incrementa si se consideran parques alejados de redes de transmisión de alta potencia de cortocircuito. Este problema parcialmente puede ser solventado por la capacidad propia de los aerogeneradores modernos de regular el factor de potencia. Aún así, dependiendo de la tecnología de generación utilizada, puede ser requerida la instalación de equipos adicionales que compensen en forma dinámica la potencia reactiva para cumplir con el mencionado propósito. En el caso que las centrales sean de un porte considerable y estén integradas a un centro de despacho de potencia, se puede solicitar la disminución de inyección de potencia a la red bajo determinadas condiciones que deben ser estipuladas contractualmente. Por otra parte, si se considera el caso particular de las centrales de generación conformadas por antiguos aerogeneradores de velocidad fija, el consumo de potencia reactiva para la magnetización de las máquinas tenderá a deprimir el nivel de tensión si no está debidamente compensada.

Otro problema a ser tenido en cuenta es la inserción de armónicos y *flicker* a la red eléctrica. La calidad de onda de tensión debe ser monitoreada en la zona donde se realizará la interconexión, previamente a la incorporación de la nueva central eólica a la red, para poder evaluar correctamente el impacto de la misma en este aspecto. Dependiendo de la tecnología de generación utilizada, los aerogeneradores pueden inyectar armónicos y/o *flicker* a la red. Las principales causas de producción de armónicos es producida

por la interfaz electrónica de los modernos aerogeneradores, en tanto que las emisiones de flicker se registran en mayor medida en los aerogeneradores de velocidad fija, principalmente debido al efecto de sombra de la torre, los esfuerzos de torsión producidos en los ejes frente a ráfagas de viento y a las perturbaciones de tensión en el nodo de interconexión.

1.4.3. Incidencia en la estabilidad dinámica

La inclusión de parques eólicos a gran escala repercutirán fuertemente en el comportamiento dinámico del sistema, pudiendo afectar la estabilidad del mismo, por las siguientes razones [20]:

- Cambia la estructura de la red eléctrica a la cual se incorpora, modificando los flujos de potencia existentes previos a su inserción.
- Implica la postergación de incorporación o el desplazamiento de generadores sincrónicos, cuya dinámica es ampliamente conocida.
- Existirá una interacción entre los generadores sincrónicos existentes del sistema y los aerogeneradores, cuyas características dependerán de la tecnología de los aerogeneradores utilizados y las estrategias de control implementadas.
- Se incorpora una gran cantidad de potencia eléctrica, manteniendo la inercia total del sistema constante, lo que es equivalente a la pérdida de par sincronizante del sistema.

La repercusión de los parques eólicos en la estabilidad de los sistemas eléctricos es muy dependiente de la tecnología de generación utilizada, la potencia inyectada por el parque eólico al momento de producirse una perturbación, la severidad de la misma y el emplazamiento relativo de los parques eólicos respecto a los generadores sincrónicos existentes en el sistema eléctrico bajo estudio. En el caso de tratarse de parques constituidos por generadores de inducción de velocidad fija, debe considerarse que los mismos tienden a acelerarse frente a caídas de tensión en la red debido al desbalance existente entre la potencia entregada por la turbina y la entregada a la red, que depende directamente de la tensión en el punto de interconexión. Además del problema de estabilidad de ángulo asociada a esta situación, se produce un incremento en la potencia reactiva consumida por la máquina y consecuentemente una mayor depresión en la tensión de la red que en casos extremos podrá derivar en un colapso de tensión. En el caso de los primeros aerogeneradores de velocidad variable, existía la posibilidad que los mismos se desconectaran de la red frente a una caída de tensión importante para salvaguardar la integridad de los semiconductores frente al incremento excesivo de corriente. Esta acción de protección provocaría un desbalance entre

generación y carga que pondría asimismo en riesgo la estabilidad del sistema en función de la severidad de la perturbación.

Estas características operativas han propiciado que los operadores de las redes de transmisión exijan una serie de requisitos destinados a facilitar la integración de los parques eólicos, a efectos de preservar la estabilidad del sistema frente a diferentes anomalías que puedan suscitarse. Dentro de las exigencias que actualmente se solicitan a los parques eólicos se destacan las siguientes:

1. **Operación ininterrumpida frente a huecos de tensión:** cuyo objetivo es evitar la salida de los parques generadores frente a perturbaciones de tensión, que comprometería aún más la estabilidad del sistema eléctrico.
2. **Suministro de reactiva a la red frente a huecos de tensión:** íntimamente ligada a la exigencia del punto anterior, la inyección de potencia reactiva durante el hueco permite contribuir a controlar la tensión en la vecindad del parque eólico frente a una perturbación, y acelerar la restauración de la tensión.
3. **Control de tensión en el nodo de interconexión:** para garantizar que la tensión en la vecindad del parque se encuentre dentro de un rango aceptable mediante la compensación dinámica de potencia reactiva en régimen de operación normal. En particular, este requerimiento es utilizado en caso que la potencia de cortocircuito de la red sea muy débil y la tensión del nodo de interconexión fluctúe en forma importante con la potencia activa inyectada por la central de generación.
4. **Control de frecuencia:** Esta exigencia implica un cambio en la consigna de la potencia activa a ser entregada a la red de forma tal que posibilite contribuir al control primario de frecuencia frente a perturbaciones severas. En función de las necesidades particulares de aumento o disminución de frecuencia de la red, se establecerá un nuevo punto operativo en los aerogeneradores que implicará una acumulación de energía cinética o liberación de la misma respecto al punto previo a la perturbación de frecuencia.

1.5. Objetivo de la tesis

El objetivo de la presente tesis consiste en estudiar la estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia frente a la incorporación gradual de generación eólica a gran escala. Para ello, se cumplirán con los siguientes objetivos particulares:

- Caracterizar en forma teórica la dinámica de los parques eólicos.
- Estudiar la dinámica de las interacciones existentes entre los generadores sincrónicos y los aerogeneradores de velocidad variable.
- Identificar posibles causas de degradación del amortiguamiento del sistema y establecer acciones correctivas para mitigar este impacto, estudiando dos posibles alternativas: la variación del punto de operación de los generadores; y la implementación de un PSS dentro del sistema de control de los aerogeneradores de velocidad variable.
- Estudiar la evolución de los modos de oscilación del sistema eléctrico uruguayo en los escenarios de máxima y mínima demanda para los años 2013 y 2017, proponiendo acciones correctivas para los modos de oscilación más comprometidos, en consistencia con estudios previamente realizados [21] y atendiendo a lo referido en el punto anterior. Los escenarios fueron elegidos considerando las condiciones más exigentes para la estabilidad en pequeña señal.

1.6. Desarrollo de los estudios

Los estudios que se presentan en esta tesis han sido realizados mediante los programas PSAT, TSAT y SSAT del paquete DSATools desarrollado por Powertech Labs.. Los modelos de parques eólicos utilizados y modificados corresponden a los modelos base desarrollados por GE y WECC [16] e implementados en el paquete citado. Por otra parte, el modelo de la red de transmisión uruguayo, así como las centrales generadores existentes ha sido proporcionado por UTE.

A partir de las prestaciones de los programas y los datos de la red de transmisión de UTE, se ha analizado el desempeño en pequeña señal de esta última mediante el cálculo de los autovalores, conjuntamente con los factores de participación y *mode shapes* que caracterizan a los mismos. Esto ha permitido investigar las modificaciones que sufre la naturaleza dinámica del sistema eléctrico al incluir potencia de origen eólico, y al mismo tiempo evaluar posibles restricciones operativas que permitan mejorar el desempeño en pequeña señal en determinados escenarios.

Asimismo, la validación del análisis modal para todos los escenarios estudiados se ha realizado mediante el estudio de las respuestas transitorias de los generadores sincrónicos de interés cuando son sometidos a perturbaciones severas. Para ello, se utilizó el análisis de Prony, el cual permite identificar las componentes de frecuencia dominantes en la respuesta transitoria, las cuales se encuentran fuertemente ligadas a los autovalores calculados me-

diante el análisis modal.

Por último, los modelos de PSS en parques eólicos fueron realizados mediante el editor de modelos definidos por usuario (UDM) de DSATools. Dicha aplicación permite modificar la estructura de los lazos de control de los modelos base disponibles.

1.7. Estructura de la tesis

La presente tesis se encuentra estructurada de la siguiente forma:

▪ **Parte 1 - Análisis en Pequeña Señal**

- El **Capítulo 2** está dedicado a la descripción del análisis modal como herramienta matemática que permite abordar los problemas de estabilidad en pequeña señal en sistemas de potencia.
- En el **Capítulo 3** se realiza una descripción de los fundamentos físicos inherentes a los problemas de estabilidad en pequeña señal de los sistemas eléctricos. Se realiza una revisión del caso particular del generador sincrónico conectado a una red infinita, se estudian las oscilaciones en sistemas multimáquinas y se establece la incidencia de la generación eólica en los mismos.

▪ **Parte 2 - Modelado y Control de Aerogeneradores y Parques Eólicos**

- El **Capítulo 4** trata el modelo de aerogeneradores del tipo DFIG y FC, estableciendo los aspectos fundamentales de los mismos que deben ser modelados para realizar estudios dinámicos sobre una red eléctrica. Asimismo, se estudia el modelado de los parques eólicos como entidades que interactúan con la red para realizar estudios de estabilidad, considerando las diferentes estrategias de control de los centros de comando de los parques eólicos en lo que respecta a tensión y potencia activa.
- En el **Capítulo 5** se realiza una revisión de las diferentes estrategias de implementación de PSS en parques eólicos basados en máquinas de velocidad variable, estudiando una aplicación particular de PSS tipo APM, útil para mejorar en forma simultánea el amortiguamiento de los modos oscilatorios que caracterizan a los sistemas de dos áreas.

▪ **Parte 3 - Análisis Modal de la Red Eléctrica Uruguaya**

- En el **Capítulo 6** se realiza el primer diagnóstico del desempeño modal de la red con la inclusión de generación eólica a gran escala,

considerando diferentes estrategias de operación. El objetivo de este capítulo es caracterizar cuál es la repercusión en la estructura dinámica del sistema al incluir parques aerogeneradores de gran porte al mismo, sin necesariamente presentar un escenario realista de la red eléctrica uruguaya, pero sí basado en la misma.

- El **Capítulo 7** se dedica a estudiar la estabilidad en pequeña señal para la red eléctrica uruguaya para los escenarios de máxima y mínima carga previstos para los años 2013 y 2017, considerando la inclusión de parques eólicos que se prevén operativos para las fechas citadas. Se estudiará no solo la repercusión de la inclusión de generación eólica sino también cómo impactarán las obras de infraestructura que sufrirá la red eléctrica en el período citado. Se propondrá el establecimiento de diferentes puntos operativos a efectos de mejorar el desempeño oscilatorio del sistema, los cuales serán validados mediante simulaciones dinámicas.
 - En el **Capítulo 8** se estudiará la implementación del PSS estudiado previamente en el **Capítulo 5** sobre el escenario máximo de 2017 para mejorar el desempeño oscilatorio de las centrales hidroeléctricas del Río Negro mediante la participación de los parques eólicos instalados en sus proximidades.
- **Parte 4 - Conclusiones**
- Finalmente, en el **Capítulo 9** se realizará una síntesis de los resultados más significativos del presente trabajo, así como se expondrán posibles líneas de investigación a ser tratadas a futuro.

Parte I

Análisis en Pequeña Señal

Capítulo 2

Análisis modal

2.1. Formulación del problema

El análisis modal es la herramienta matemática más utilizada para la realización de estudios de estabilidad en pequeña señal en sistemas de potencia. La aplicación principal de la misma consiste en determinar los modos de oscilación que caracterizan la dinámica del sistema bajo estudio, mediante el cálculo de los autovalores y *mode shapes*. Dichos modos contienen información sobre el amortiguamiento y la frecuencia de las diferentes componentes que conforman la respuesta del sistema frente a una pequeña perturbación [23].

Matemáticamente, las redes de potencia pueden ser representadas mediante un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales autónomo de la forma indicada en la ecuación (2.1).

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \dot{\mathbf{x}}(0) &= f(\mathbf{x}(0), \mathbf{u}(0)) \\ \mathbf{y} &= g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0.\end{aligned}\tag{2.1}$$

Donde:

$\mathbf{x}(t) \in \mathfrak{R}^n$ es el vector de estados,
 $\mathbf{u}(t) \in \mathfrak{R}^r$ es el vector de entradas¹,
 $f : \mathfrak{R}^n \times \mathfrak{R}^r \times \mathfrak{R} \rightarrow \mathfrak{R}^n$,
 $g : \mathfrak{R}^n \times \mathfrak{R}^r \rightarrow \mathfrak{R}^m$.

El análisis en pequeña señal del sistema referido se realiza considerando que el mismo se encuentra operando en un punto de equilibrio estable

¹En el caso particular de estudio de sistemas de potencia, estas variables se denominan usualmente "variables de ligadura".

previamente a la ocurrencia de la perturbación. Dicho punto de equilibrio deberá satisfacer la siguiente ecuación:

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0. \quad (2.2)$$

La realización del estudio consistirá en la aplicación de una perturbación lo suficientemente pequeña en torno al punto de equilibrio de forma tal que el sistema no lineal pueda ser descrito mediante una expansión en series de Taylor de primer orden.

Por lo tanto, considerando una perturbación de la forma:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x} \quad \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u} \quad (2.3)$$

el estado posterior a la misma estará regido por la expresión:

$$\dot{\mathbf{x}} = \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} = f[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \quad (2.4)$$

Considerando f_i como las componentes del vector $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ y despreciando los términos de orden superior, se puede deducir la representación linealizada de las mismas alrededor del punto de equilibrio $(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$:

$$f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \Delta x_j + \sum_{k=1}^r \frac{\partial f_i}{\partial u_k} \Delta u_k \quad (2.5)$$

Finalmente, la representación linealizada el sistema alrededor del punto de equilibrio $(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$ se puede expresar de acuerdo a (2.6):

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\mathbf{x}}_i &= \sum_{j=1}^n \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \Delta x_j + \sum_{k=1}^r \frac{\partial f_i}{\partial u_k} \Delta u_k \\ \Delta\mathbf{y}_i &= \sum_{j=1}^n \frac{\partial g_i}{\partial x_j} \Delta x_j + \sum_{k=1}^r \frac{\partial g_i}{\partial u_k} \Delta u_k = 0 \end{aligned} \quad (2.6)$$

El sistema de ecuaciones (2.6) constituye una representación en el espacio de estados en el entorno del punto de equilibrio $(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$. El mismo puede ser expresado en forma más compacta según (2.7).

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u} = 0 \end{aligned} \quad (2.7)$$

En este caso, las matrices \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} y \mathbf{D} tendrán como componentes a las derivadas parciales de las funciones f y g respecto a los elementos del vector de estados \mathbf{x} o del vector de entradas \mathbf{u} según corresponda.

2.2. Funciones de transferencia

La información del sistema de ecuaciones diferenciales de (2.7) puede ser representada en el dominio de la frecuencia mediante el cálculo de la función de transferencia que se obtiene a partir de la aplicación de la transformación de Laplace, con condiciones iniciales nulas.

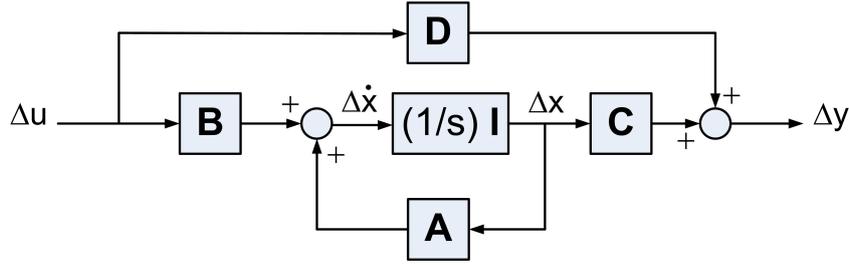


Figura 2.1: Diagrama de bloques de representación en espacio de estados

$$\mathbf{H}(s) = \frac{\Delta \mathbf{Y}(s)}{\Delta \mathbf{U}(s)} = \mathbf{C}(s) (s\mathbf{I} - \mathbf{A}(s))^{-1} \mathbf{B}(s) + \mathbf{D}(s) \quad (2.8)$$

Los polos de la función de transferencia estarán dados por la resolución de la ecuación característica $\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0$ y son los valores propios de la matriz \mathbf{A} . Los mismos cumplirán la siguiente expresión:

$$\mathbf{A}\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad i = 1 \dots n \quad (2.9)$$

Un vector columna Φ_i no nulo que cumpla con la ecuación (2.9), se denomina vector propio de \mathbf{A} asociado al autovalor λ_i .

2.3. Matrices modales

En caso que la matriz de estados \mathbf{A} del sistema de ecuaciones diferenciales dado por (2.7) sea diagonalizable, es válida la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi &= \Lambda \\ \mathbf{A} \Phi &= \Phi \Lambda \end{aligned} \quad (2.10)$$

Φ es la *matriz modal derecha* y sus columnas están compuestas por los vectores propios derechos Φ_i , asociados a los valores propios λ_i . Asimismo, la matriz Λ es la matriz diagonal cuyos elementos son los valores propios λ_i .

De forma similar se define Ψ como la *matriz modal izquierda* conformada por los vectores propios izquierdos Ψ_i que también diagonalizan la matriz de estados \mathbf{A} , de acuerdo a la ecuación (2.11). En este caso, los vectores Ψ_i son vectores fila.

$$\begin{aligned}\Psi \mathbf{A} \Psi^{-1} &= \Lambda \\ \Psi \mathbf{A} &= \Lambda \Psi\end{aligned}\tag{2.11}$$

Los vectores propios derechos e izquierdos correspondientes a valores propios diferentes son ortogonales, es decir $\Psi_i \Phi_j = 0$ si $\lambda_i \neq \lambda_j$. En caso que $\lambda_i = \lambda_j$, $\Psi_i \Phi_i = C_i \neq 0$. Particularmente, es posible normalizar estos vectores de forma tal que $C_i = 1$, lo cual será válido siempre y cuando $\Psi_i = \Phi_i^{-1}$ [30].

2.4. Coordenadas modales

Considerando la ecuación (2.7), si se realiza un cambio de variables de estado de forma tal que $\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z}$ se obtendrá la siguiente descripción:

$$\begin{aligned}\Phi \dot{\mathbf{z}} &= \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}\end{aligned}\tag{2.12}$$

Despejando el término $\dot{\mathbf{z}}$ de la primera ecuación de (2.12):

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{z}} &= \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} + \Phi^{-1} \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}\end{aligned}\tag{2.13}$$

Finalmente, sustituyendo la expresión de (2.10) en (2.13) se obtiene la representación del problema en *coordenadas modales*:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{z}} &= \Lambda \mathbf{z} + \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Phi \mathbf{z} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \\ \mathbf{z}(0) &= \Psi \Delta \mathbf{x}(0)\end{aligned}\tag{2.14}$$

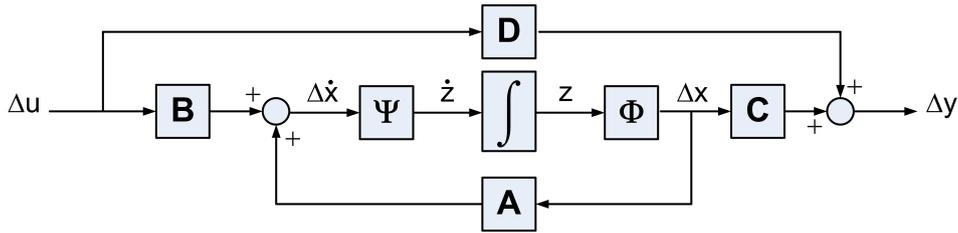


Figura 2.2: Diagrama de bloques de cambio de variable de estados

Considerando la forma de la solución homogénea² del sistema de (2.14) se concluye que la vibración natural del modo i depende del valor propio $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ y de su valor inicial $z_i(0)$, por lo tanto:

²La solución homogénea del sistema referido se obtiene al anular la entrada: $\Delta \mathbf{u} = 0$

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t} = z_i(0)e^{\sigma_i t} e^{j\omega_i t} \quad \forall i = 1 \dots n. \quad (2.15)$$

Se puede observar que la dinámica del modo i está caracterizada por una oscilación cuya frecuencia de vibración es ω_i y el amortiguamiento es σ_i , siendo este último parámetro el que determina la envolvente de la oscilación. Deshaciendo el cambio de variables de estado realizado, se obtiene la evolución del vector de estados original $\Delta \mathbf{x}$ como una combinación lineal de los modos:

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i \Psi_i \Delta \mathbf{x}(0) e^{\lambda_i t}. \quad (2.16)$$

A partir de la ecuación (2.16) se puede observar que el modo i se manifestará explícitamente en la evolución de la variable de estado $\Delta \mathbf{x}(t)$ si el mismo tiene valor inicial no nulo. Si bien el modo i forma parte de la estructura dinámica del sistema, el mismo debe ser excitado para conformar la respuesta a la perturbación bajo análisis.

Es importante notar que la estabilidad del sistema dependerá del valor propio λ_i ya que cada término de la respuesta será de la forma:

$$e^{\lambda_i t} = e^{\sigma_i t} \text{sen}(\omega_i t + \theta). \quad (2.17)$$

Esta expresión corresponde a una oscilación de frecuencia ω_i con un amortiguamiento que depende del signo de σ_i . Si $\sigma_i < 0$ el modo decaerá en el tiempo con una rapidez que dependerá del módulo $|\sigma_i|$ y la oscilación será amortiguada. En caso que $\sigma_i > 0$ el modo será inestable dado que la amplitud de la oscilación aumentará exponencialmente en el tiempo. El factor de amortiguamiento de la respuesta según el modo i estará dado por la expresión

$$\zeta_i = -\frac{\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (2.18)$$

donde ζ_i indica la tasa de caída de la amplitud de la oscilación.

2.5. Factores de participación

En función de lo mencionado en las secciones anteriores, es posible expresar la relación entre las variables de estado y las coordenadas modales de acuerdo a la ecuación (2.19):

$$\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z} = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n] \mathbf{z} \quad (2.19)$$

o equivalentemente:

$$\mathbf{z} = \Psi \Delta \mathbf{x} = [\Psi_1^T \ \Psi_2^T \ \dots \ \Psi_n^T]^T \Delta \mathbf{x} \quad (2.20)$$

De acuerdo a estas ecuaciones se observa que:

- La matriz Φ determina la actividad de las variables de estado cuando son excitados los modos. Es decir, el elemento Φ_{ki} informa la actividad de la variable de estado $\Delta \mathbf{x}_k$ debida a la excitación del modo de oscilación i .
- La matriz Ψ determina cuál es el peso de las variables de estado originales en la conformación de los modos de oscilación.

Resulta de interés determinar cómo se encuentran interrelacionadas las variables de estado del sistema con las frecuencias naturales de oscilación del mismo.

De la inspección de la ecuación (2.16) se puede observar que las evoluciones de las variables de estado se verán afectadas por las condiciones iniciales de las mismas, y por el producto de los correspondientes elementos de las matrices Φ y Ψ . Este producto permite inferir la incidencia de los modos en cada variable de estado que describe el comportamiento del sistema. Esta observación es vital para poder comprender cuál es el origen de los modos de oscilación hallados, y cómo repercuten los mismos en la estabilidad del sistema. La correlación entre los modos de oscilación y las variables de estado se define mediante la matriz de participación \mathbf{P} , la cual expresa el peso de cada modo en la solución de la ecuación (2.16). Dicha matriz se define de la siguiente manera:

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \ \mathbf{p}_2 \ \dots \ \mathbf{p}_n] \quad (2.21)$$

donde p_1, p_2, \dots, p_n son vectores columna de la forma:

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix}. \quad (2.22)$$

Los elementos de la forma $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik}$ se denominan factores de participación. El factor de participación p_{ki} indica la correlación existente entre el modo i y la variable de estado Δx_k .

2.6. Sensibilidad de valores propios

El modelo en coordenadas modales de un sistema dinámico puede ser utilizado a efectos de predecir la sensibilidad de los valores propios frente a

cambios en diversos parámetros del sistema analizado. Es decir, el objeto del análisis de sensibilidad es determinar como varían las frecuencias naturales y el amortiguamiento frente a variaciones de parámetros significativos del sistema en estudio. Esto permite evaluar no solamente cómo se comportarán los modos de oscilación frente a la variación de estos parámetros, sino que también es una herramienta indispensable que permite proponer las acciones de control necesarias en el sistema a efectos de lograr frecuencias de oscilación y amortiguamientos admisibles [25].

La sensibilidad del valor propio λ_i respecto al parámetro de interés α_i está dado por la ecuación:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial \alpha_i} = \Psi \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \alpha_i} \Phi \quad (2.23)$$

Capítulo 3

Estabilidad en pequeña señal

3.1. Generalidades

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad del sistema de permanecer en equilibrio bajo condiciones normales de operación y de lograr alcanzar un punto de equilibrio luego de haber sido sometido a una perturbación. La estabilidad se clasifica de acuerdo a lo expuesto en la figura 3.1.

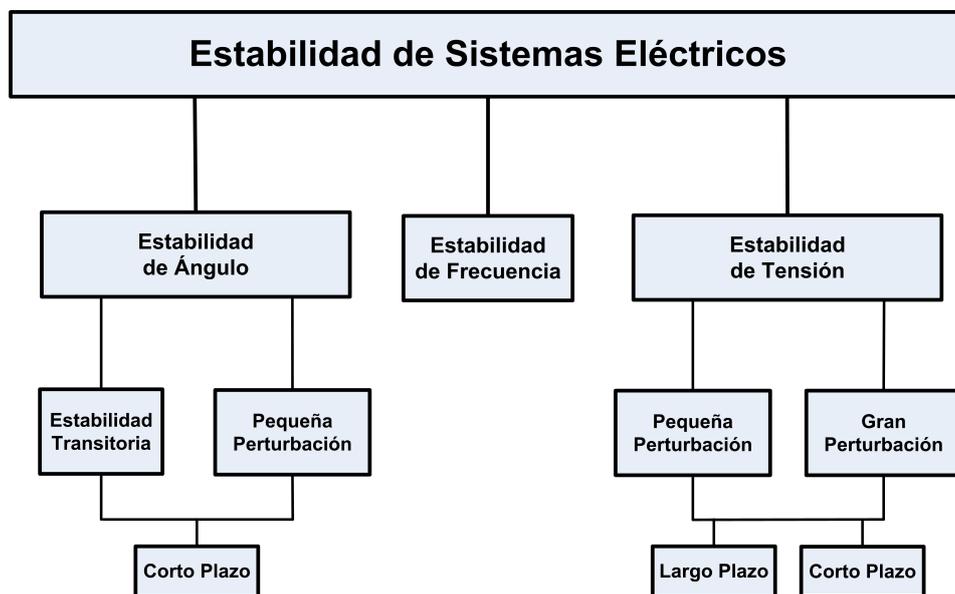


Figura 3.1: Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos

A partir de esta clasificación se puede observar que existen tres magnitudes importantes a efectos de caracterizar la estabilidad de los sistemas eléctricos: los módulos de las tensiones en los nodos, los ángulos de las ten-

siones en los nodos y la frecuencia. Dado que los sistemas eléctricos son no lineales, la estabilidad de los mismos dependerá tanto de las condiciones iniciales como de la severidad de la perturbación a las cuales se someten estos sistemas, siendo objeto de estudio por separado los fenómenos de pequeña y gran señal. Los fundamentos de estos criterios de estabilidad son tratados en forma adecuada en referencias tales como [27] y [30], por lo cual, a continuación se hará una breve referencia a los mismos.

Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo refiere a la habilidad de los generadores sincrónicos de un sistema eléctrico a mantener el sincronismo luego de haber sido sujetos a una perturbación que altere el balance existente entre el par electromagnético y el par motriz. En estos casos, la inestabilidad de ángulo se manifiesta mediante el aumento de la amplitud de las oscilaciones en forma relativa entre los diferentes generadores que conforman el sistema.

En función de la severidad de la perturbación se puede tratar el problema de la estabilidad de ángulo en términos de estabilidad en pequeña señal o estabilidad transitoria.

La estabilidad en pequeña señal es el objeto de estudio principal en esta tesis y refiere a la estabilidad de ángulo cuando las perturbaciones sufridas son pequeñas. A partir del análisis modal es posible extraer conclusiones sobre el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Estos conceptos son abordados con mayor profundidad en la siguiente sección.

La estabilidad transitoria refiere a la capacidad del sistema eléctrico de alcanzar un nuevo punto de equilibrio cuando el mismo se ve sometido a una perturbación severa que implica la transición de un punto de operación a otro. La estabilidad dependerá no solamente de la severidad de la perturbación involucrada, sino del punto de operación previo a la perturbación.

Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia es la habilidad del sistema eléctrico de mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables en régimen permanente luego de haber sido sometido a perturbaciones severas. Los problemas de estabilidad de frecuencia se manifiestan mediante importantes oscilaciones de frecuencia debido a un desbalance importante entre generación y demanda, debido a pérdidas repentinas de generadores y/o cargas de porte importante en el sistema eléctrico bajo estudio.

Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la habilidad del sistema eléctrico de mantener tensiones aceptables en todos los nodos del sistema luego de haber sufrido una perturbación. La inestabilidad en este caso se manifiesta mediante la caída de tensión en forma progresiva en los nodos del sistema eléctrico, pudiendo eventualmente derivar en un colapso de tensión.

En función de la severidad de la perturbación se puede hablar de estabilidad de tensión en gran señal o en pequeña señal. En el primer caso, se refiere a la capacidad del sistema de mantener la tensión en régimen permanente luego que es sometido a una perturbación importante debido a eventos tales como cortocircuitos o desconexión de generadores. En el segundo caso, se refiere a pequeñas variaciones en torno al punto de equilibrio, situación en la cual se recurre al análisis modal como técnica de análisis.

3.2. Definición de estabilidad en pequeña señal

Se define estabilidad en pequeña señal como la habilidad del sistema de potencia de alcanzar un punto de equilibrio estable sobre el cual operar luego de haber sido sometido a una pequeña perturbación [30]. A los efectos de la definición, una perturbación se considera pequeña si es posible estudiar la respuesta del sistema a esta perturbación a partir de la linealización de las ecuaciones que rigen al referido sistema. Asimismo, es posible subclasificar los fenómenos de inestabilidad de pequeña señal de acuerdo a lo establecido en la figura 3.2.

La inestabilidad en pequeña señal en sistemas de potencia está referida a la evolución del ángulo del rotor de los generadores sincrónicos que forman parte de la red analizada. Este fenómeno se suele estudiar inicialmente en base al caso particular de un generador sincrónico interconectado con una red de potencia de cortocircuito infinita, el cual se estudia en la sección 3.4. Considerando este caso particular, al ocurrir una pequeña perturbación en el sistema de potencia existirá un desbalance entre el par motriz y el par electromagnético del generador sincrónico. Este último está compuesto por dos términos de la forma [30]:

$$T_e = K_S \Delta \delta_s + K_D \Delta \omega_g. \quad (3.1)$$

Según esta ecuación, $K_S \Delta \delta_s$ es una componente de par que se encuentra en fase con la oscilación del rotor del generador, motivo por el cual se denomina **par sincronizante**, en tanto que la componente $K_D \Delta \omega_g$ se encuentra en fase con la desviación de velocidad y se denomina **par amortiguador**.

Como es analizado en la sección 3.4, las causas que determinan la aparición de problemas de estabilidad en pequeña señal son las siguientes:

- Aumento del ángulo en forma aperiódica por falta de par sincronizante.
- Oscilaciones electromecánicas de amplitud creciente por falta de par amortiguador.

El estudio particular del generador sincrónico conectado a una red infinita y el reconocimiento de las anteriores causas como razones fundamentales en la variación del desempeño del generador sincrónico en pequeña señal pueden extenderse a sistemas multimáquinas observando que estas causas constituyen un caso particular de ciertos fenómenos relevantes que ocurren en los sistemas de potencia, como ser [26]:

- La variación del nivel de estrés en el sistema de potencia.
- El cambio en el despacho de los diversos generadores para abastecer la demanda.
- La debilidad de los enlaces entre las diferentes áreas de generación y de carga.

En forma resumida, los problemas de estabilidad en pequeña señal se deben fundamentalmente al transporte de grandes volúmenes de potencia a través de redes débiles.

3.3. Clasificación de inestabilidad

De acuerdo a la figura 3.2, los posibles fenómenos que repercuten negativamente sobre la estabilidad en pequeña señal pueden clasificarse de acuerdo a la naturaleza de los mismos.

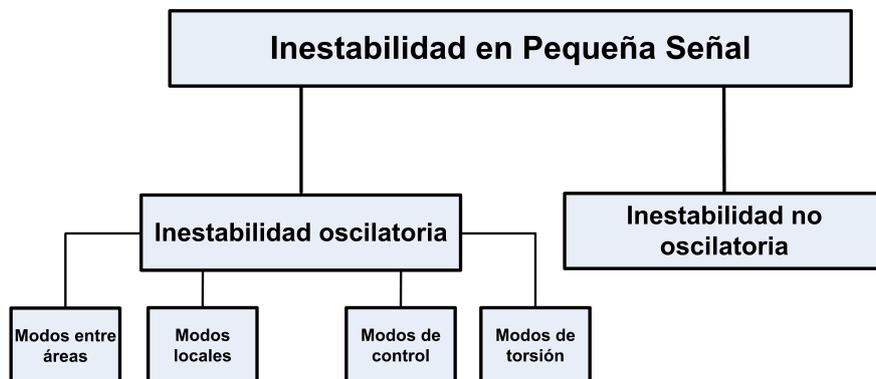


Figura 3.2: Clasificación de estabilidad en pequeña señal

3.3.1. Inestabilidad no oscilatoria

A medida que un generador sincrónico tiende a aumentar su nivel de inyección de potencia activa tiende a perder par sincronizante. Esto significa que la aplicación de una perturbación severa sobre su punto de operación lo hace más proclive a alcanzar el punto de equilibrio inestable que derivará en la pérdida de sincronismo. Esta situación se da típicamente cuando se requiere transmitir un nivel de potencia activa a través de una red que es débil en relación a la potencia que se necesita transmitir, por ejemplo, redes de gran extensión geográfica con pocas fuentes de generación o redes con cargas lejanas del centro de generación conectadas en punta de radial.

3.3.2. Oscilaciones electromecánicas

Las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia son consecuencia de la operación en paralelo de los diferentes generadores sincrónicos que componen el sistema que intercambian energía cinética por intermedio de la energía eléctrica que fluye en las líneas que los interconectan. Estas oscilaciones se detectan en las variaciones de potencia, frecuencia y ángulo, dado que se superponen con los flujos estacionarios, afectando la capacidad de transferencia de las líneas de transmisión [42].

Los modos oscilatorios en un sistema de potencia se pueden subclasificar en función de las diferentes formas de intercambio de energía que pueden ocurrir en los generadores sincrónicos, las cuales dependen no solo de sus características dinámicas y modo de control, sino también de la topología de la red donde se encuentran trabajando [24]:

- **Modos interárea:** Estos modos ponen de manifiesto la oscilación de un grupo de máquinas en una determinada área del sistema de potencia frente a otros grupos de máquinas del sistema, que se encuentran interconectados mediante enlaces débiles. Por este motivo, los modos entre áreas se encuentran fuertemente influenciados por la topología de la red estudiada y los flujos de potencia que circulan en las diferentes líneas que interconectan las áreas bajo estudio. Estas oscilaciones se encuentran en un rango de frecuencias que varía usualmente entre 0.1Hz y 1Hz aproximadamente y son los modos más peligrosos dado que el sistema eléctrico por lo general no es capaz de proporcionar amortiguamiento natural para frecuencias tan bajas.
- **Modos intra-área:** Son modos propios de las oscilaciones que ocurren entre centrales generadoras que pertenecen a una misma área del sistema de potencia, y al ser generalmente de baja frecuencia, pueden ser tan peligrosos como los modos entre áreas.

- **Modos locales:** Son característicos de la oscilación de un grupo de máquinas de una planta de generación frente al resto del sistema eléctrico. Las frecuencias de oscilación tienden a ser mayores que en el caso de los modos entre áreas dado que involucran máquinas que en relación al resto del sistema eléctrico presentan una inercia considerablemente menor. El rango de frecuencias donde se encuentran estos modos están en el rango de 1Hz a 3Hz aproximadamente.
- **Modos de control:** Son los modos que ponen de manifiesto una inadecuada sintonización de los controladores de los sistemas de excitación de generadores, sistemas de control de turbinas, compensadores estáticos y otros dispositivos que tienen como cometido controlar las diferentes variables de estado del sistema de generación. Salvo casos particulares que se mencionarán en forma oportuna, estos modos por lo general se amortiguan rápidamente y presentan una frecuencia de oscilación que se encuentra muy por encima del rango de interés [36].
- **Modos de torsión:** Estos modos representan las frecuencias naturales de oscilación mecánica de las turbinas y trenes de engranajes de los generadores. Son oscilaciones cuyo rango se encuentra aproximadamente entre los 10Hz y 40Hz, para el caso de los generadores sincrónicos, y menores a los 10Hz para el caso de los aerogeneradores del tipo DFIG.

3.4. Análisis modal de generadores sincrónicos

3.4.1. Generador conectado a una barra infinita

La comprensión del comportamiento en pequeña señal del generador sincrónico será imprescindible a efectos de poder abordar la influencia de los parques de generación eólica sobre los mismos. Como se ha mencionado en la sección 3.2, el estudio de un generador conectado a una barra infinita, según la figura 3.3, constituye un caso particular, pero del cual se pueden obtener conclusiones valiosas para el estudio de estabilidad en sistemas multimáquina.

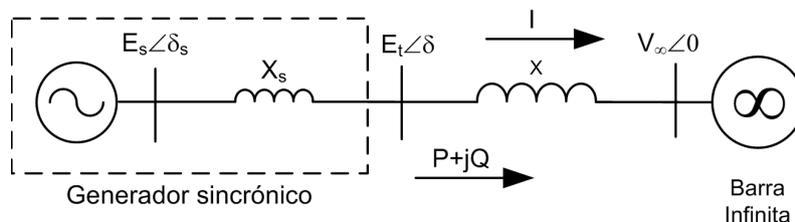


Figura 3.3: Generador sincrónico conectado a red infinita

En el diagrama unifilar presentado en la figura 3.3 se hace mención a las siguientes magnitudes y parámetros que representan al generador sincrónico y a la red a la cual se interconecta:

- E_S es el módulo de la tensión interna del generador.
- δ_S es el ángulo de la tensión interna del generador.
- E_t es el módulo de la tensión en bornes del generador.
- δ_t es el ángulo de la tensión en bornes del generador.
- V_∞ es el módulo de la tensión de la barra infinita.
- X es la reactancia equivalente entre los bornes del generador y la barra infinita.
- I es el módulo de la corriente inyectada por el generador.
- X_S es la reactancia sincrónica.
- P potencia activa inyectada por el generador.
- Q potencia reactiva inyectada por el generador.

Cabe destacar que a efectos de simplificar el análisis, el modelo de generador utilizado corresponde a un generador de polos lisos.

A efectos de estudiar el comportamiento dinámico del generador sincrónico se ha considerado el enfoque desarrollado por [26]. Las ecuaciones que gobiernan el sistema referido son las siguientes :

$$\begin{aligned} \frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_g}{dt} &= T_m - T_e - D\omega_g = \frac{\omega_s}{\omega_g} P_m - \frac{\omega_s}{\omega_g} P_e - D\omega_g \\ \frac{d\delta_s}{dt} &= \omega_g - \omega_s \end{aligned} \quad (3.2)$$

Los parámetros y variables que intervienen en el sistema de ecuaciones de (3.2) se enumeran a continuación:

- ω_s es la velocidad angular de sincronismo.
- ω_g es la velocidad angular del generador.
- δ_s es el ángulo interno del generador.
- H es la inercia del conjunto turbina - generador.
- D es el coeficiente de amortiguamiento del generador.

- T_e es el par electromagnético.
- T_m es el par mecánico neto, el cual se define como $T_m = T_t - D\omega_s$.
- T_t es el par mecánico desarrollado por la turbina.
- P_m es la potencia mecánica desarrollada por la turbina.
- P_e es la potencia eléctrica desarrollada por el generador.

A los efectos del análisis, se considera que el par desarrollado por la turbina es constante y que la impedancia equivalente del sistema es $X_t = X + X_s$. De acuerdo a estas premisas, la potencia eléctrica desarrollada por el generador estará dada por:

$$P_e = \frac{E_s V_\infty}{X_t} \sin \delta_s. \quad (3.3)$$

Linealizando el sistema de ecuaciones diferenciales de (3.2) en torno a un punto de equilibrio cuya velocidad angular y ángulo de carga son respectivamente ω_0 y δ_0 , se obtiene la siguiente representación del sistema en pequeña señal:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_g \\ \Delta \dot{\delta}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} \frac{\omega_s^2}{\omega_0^2} P_{e0} - \frac{\omega_s}{2H} D & -\frac{1}{2H} \frac{\omega_s^2}{\omega_0} \frac{E_s V_\infty}{X_t} \cos \delta_0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_g \\ \Delta \delta_s \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

A partir del sistema (3.4), y considerando que se evalúa al generador trabajando a $\omega_0 = \omega_s$, se pueden deducir los coeficientes asociados al par sincronizante y el par de equilibrio K_S y K_E , que serán respectivamente:

$$\begin{aligned} K_S &= \frac{E_s V_\infty}{X_t} \cos \delta_0, \\ K_E &= \frac{P_{e0}}{\omega_s}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

La ecuación característica correspondiente al sistema descrito en la ecuación (3.4) será:

$$\lambda^2 + \frac{\omega_s}{2H} (D - K_E) \lambda + \frac{\omega_s}{2H} K_S = 0. \quad (3.6)$$

En función de esta ecuación característica, se deduce que el amortiguamiento y la frecuencia de oscilación estarán dados según las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \omega_n &= \sqrt{\frac{\omega_s}{2H} K_S}, \\ \zeta &= \omega_s \frac{D - K_E}{\sqrt{8H\omega_s K_S}}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

En función de las ecuaciones (3.7) se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. La frecuencia natural del modo de oscilación crecerá o decrecerá reflejando exclusivamente el crecimiento o decrecimiento del par sincronizante.
2. El amortiguamiento será positivo (y por lo tanto el sistema estable), solamente si el par amortiguador del generador es mayor que el par de equilibrio.
3. Si el par amortiguador del generador es mayor que el par de equilibrio, la disminución del par sincronizante mejorará el amortiguamiento del modo oscilatorio. Asimismo, un aumento del par sincronizante disminuirá el amortiguamiento.
4. Si se define el coeficiente de par amortiguador neto como $K_D = D - K_E$ es posible observar que el producto $\zeta\omega_n$ es directamente proporcional a esta magnitud. Es importante tomar en consideración esta observación ya que tanto ζ como ω_n son datos proporcionados por el programa SSAT.

Es pertinente notar que el modelo de generador sincrónico analizado no incluye la influencia del sistema de excitación y del regulador automático de tensión (AVR).

3.4.2. Modos de operación del generador sincrónico

Si bien el ejemplo citado en la sección 3.4.1 es útil para definir las magnitudes relevantes que caracterizan la dinámica del generador sincrónico y evaluar aspectos de carácter general, el mismo no toma en consideración condiciones operativas que tendrán una influencia fundamental al momento de evaluar el desempeño modal de un generador interconectado a un sistema de transmisión.

La imposición operativa más importante a considerar es que la tensión E_t ¹ debe permanecer constante independientemente de la potencia que se inyecte a la red, lo cual se logra mediante la inclusión de un AVR. Esto establece cómo se modificarán K_S y K_D permitiendo evaluar la evolución de los modos de oscilación.

¹A partir de esta sección y hasta el final del capítulo, la base de tensión utilizada será la tensión fase neutro y no la tensión de línea a efectos de facilitar la interpretación de los diagramas fasoriales presentados y su relación con las ecuaciones de transferencia de potencia.

A partir del diagrama fasorial de la figura 3.4 [34] que representa al generador del sistema de la figura 3.3 trabajando en régimen de sobreexcitación y entregando una corriente I a la barra infinita, se pueden establecer algunas conclusiones de carácter general si se supone en primera instancia que la impedancia de la red es nula y eléctricamente E_t y V_∞ son el mismo punto.

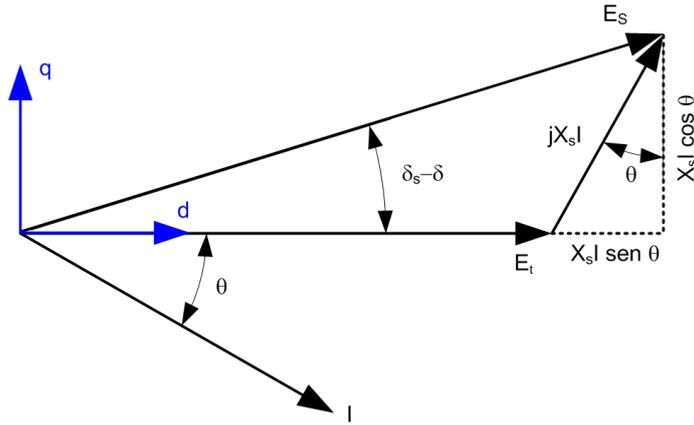


Figura 3.4: Diagrama fasorial de generador sincrónico sobreexcitado

En primer lugar, se pueden establecer las relaciones existentes entre la tensión interna generada, su ángulo y la potencia activa y reactiva intercambiada con la red, proyectando la tensión E_S sobre los ejes dq

$$\vec{E}_S = E_t - X_s I \text{sen} \theta + j X_s I \text{cos} \theta \quad (3.8)$$

donde se está asumiendo que el ángulo de desfase entre la tensión en bornes del generador y la corriente θ es negativo en caso que el factor de potencia de la carga sea inductivo y positivo en caso de ser capacitivo.

En particular, considerando la definición del par sincronizante dada por (3.5), se puede observar que el primer sumando de la ecuación (3.8) se corresponde con el término $E_S \text{cos} \delta_s$ y por lo tanto, en función de su evolución es posible determinar en qué sentido variará el par sincronizante.

Asimismo, para analizar algunas condiciones particulares de operación, es conveniente expresar la ecuación (3.8) en función de las definiciones de potencia activa y reactiva. Para el caso analizado, la potencia activa inyectada por el generador tendrá signo positivo. La potencia reactiva consumida por el mismo tendrá signo negativo, en tanto que si es generada tendrá signo positivo.

$$\begin{aligned} P &= E_t I \text{cos} \theta \\ Q &= -E_t I \text{sen} \theta. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Sustituyendo (3.9) en (3.8) se obtendrá

$$\vec{E}_S = E_t + X_s \frac{Q}{E_t} + jX_s \frac{P}{E_t}. \quad (3.10)$$

Influencia del cambio de potencia activa despachada

De acuerdo al diagrama fasorial de la figura 3.5, un aumento de la potencia activa despachada por parte del generador sincrónico implicará un aumento del ángulo interno del mismo, mientras que la magnitud de la tensión interna permanecerá constante debido a que no se variará el punto de operación del sistema de excitación. En la referida figura, el subíndice 1 en las diferentes magnitudes corresponde a la situación original, en tanto que el subíndice 2 corresponde a la situación en la cual se aumenta el despacho de potencia activa.

Dada esta situación, el par sincronizante tenderá a caer a medida que la potencia activa despachada aumenta, disminuyendo además, la potencia reactiva entregada a fin de mantener la tensión en terminales en un valor constante. Cuando la potencia despachada disminuye, el par sincronizante tenderá a aumentar. Por otra parte, el ángulo interno del generador sincrónico tenderá a aumentar a medida que aumente la potencia activa inyectada por el mismo.

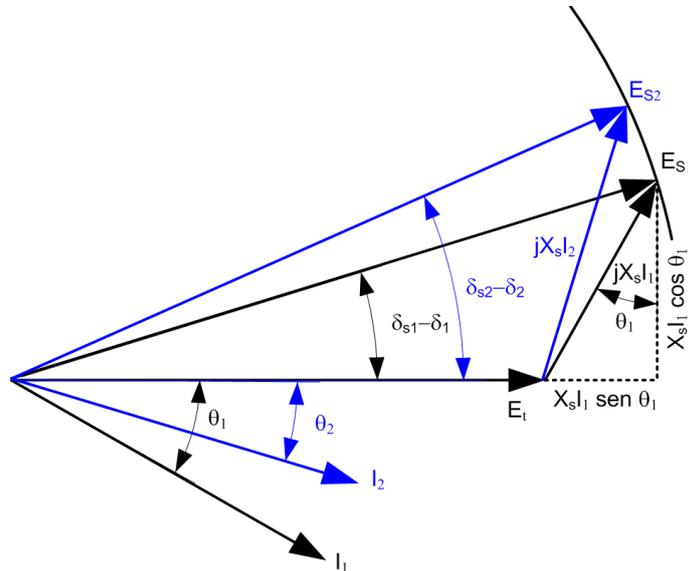


Figura 3.5: Diagrama fasorial de generador sincrónico sobreexcitado operando con potencia activa variable

Operación a potencia activa despachada constante

En el caso que se mantenga la potencia activa constante y el despacho de potencia reactiva deba ser variado para mantener la tensión del nodo de interconexión constante, debido por ejemplo a variaciones producidas por una carga local, la tensión interna del generador deberá cambiar su valor respetando la condición $I \cos \theta$ constante, y variando la potencia reactiva entregada al sistema.

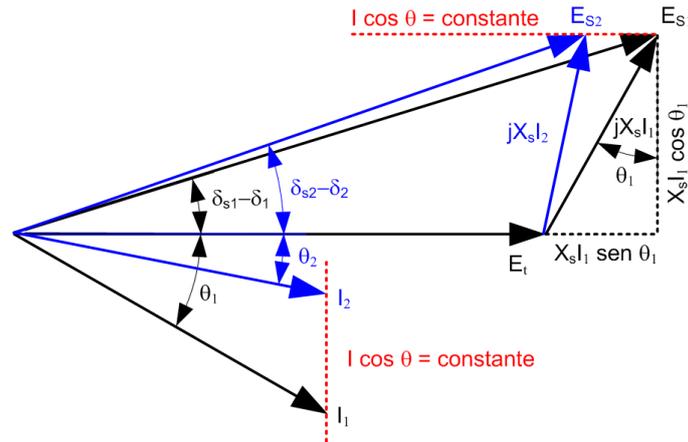


Figura 3.6: Diagrama fasorial de generador síncrono operando con potencia reactiva variable

De acuerdo a la figura 3.6, es posible observar que en el caso que el generador esté produciendo potencia reactiva, el valor de $I \sin \theta$ tenderá a aumentar cuanto más reactiva sea generada, y por lo tanto, el par sincronizante será más alto, asimismo el ángulo será más pequeño y por lo tanto el par amortiguador tenderá a aumentar. Por el contrario, cuando el generador produzca menos reactiva (o absorba más), el ángulo θ será menor, lo cual disminuirá la magnitud de $I \sin \theta$ disminuyendo el par sincronizante y el par amortiguador debido al crecimiento del ángulo interno. A modo de ejemplificar lo mencionado, en la figura 3.6 el subíndice 1 en las diferentes magnitudes corresponde a la situación original y el subíndice 2 corresponde a la situación en la cual se disminuye el consumo de potencia activa.

En síntesis, establecido el nivel de potencia activa a ser inyectada por un generador síncrono, al aumentar el despacho de potencia reactiva mejorará el amortiguamiento de oscilaciones provocadas por cualquier tipo de perturbación, debido al aumento simultáneo del par sincronizante y el par amortiguador.

3.5. Influencia de los parques eólicos sobre los modos electromecánicos

Como fue mencionado en la sección 3.3.2 los modos del sistema de potencia están determinados por las características electromecánicas de las máquinas que lo componen, la topología particular de la red en estudio y los flujos de potencia que circulan por las líneas. A medida que se incorporan parques eólicos con aerogeneradores de velocidad variable, el sistema de potencia sufrirá cambios estructurales en su dinámica que fueron previamente referidos en la sección 1.4.3.

El impacto en la estabilidad en pequeña señal debido a la inclusión de generación eólica en el sistema de potencia es en gran medida, indirecta, ya que su inclusión afecta la forma en la cual los generadores sincrónicos oscilan entre sí, y con el resto del sistema eléctrico. Se pueden reconocer las siguientes razones para comprender la variación del amortiguamiento:

- Reemplazo de generadores sincrónicos por generadores de interconexión asíncrona.
- Redespacho de los generadores sincrónicos existentes.
- Desvinculación de la inercia de los aerogeneradores con la inyección de importantes volúmenes de potencia.
- Cambios en la arquitectura de la red para la inserción de parques eólicos, con la consecuente alteración de los flujos de potencia.
- Interacción entre los modos de control de los parques eólicos con los modos de control de los generadores sincrónicos.

Por lo tanto, el amortiguamiento de los modos oscilatorios exhibirá variaciones que podrán ser o no aceptables dependiendo de la interrelación de las siguientes variables:

- La variabilidad de la generación eólica.
- La disponibilidad de los generadores sincrónicos.
- La orden de despacho impartida a los generadores sincrónicos.
- El emplazamiento y la naturaleza de la carga a ser abastecida.

Esto implica que al momento de evaluar el efecto de la inclusión de generación eólica a gran escala, deban contemplarse una determinada serie de escenarios representativos para la red bajo análisis, sin poder en principio, establecer conclusiones generales acerca de la naturaleza del efecto sobre el

amortiguamiento de los diferentes modos del sistema.

En esta sección se estudiará en líneas generales la influencia de los parques eólicos sobre los modos de oscilación electromecánicos, sin tomar en consideración los efectos provocados por la interacción de los modos de control de los parques eólicos sobre los generadores sincrónicos.

3.5.1. Análisis de evolución de los modos locales

En la figura 3.7 se exhibe el diagrama unifilar de una red genérica que incluye:

- Un parque eólico que inyecta una potencia activa P_W e intercambia una potencia reactiva Q_W .
- Un generador sincrónico que inyecta una potencia activa P e intercambia una potencia reactiva Q .
- Una carga que consume un nivel de potencia activa y reactiva dada por P_C y Q_C respectivamente.
- La barra infinita con su impedancia equivalente X .

A efectos del análisis, el parque eólico se conecta a la barra que enlaza el generador sincrónico con el resto del sistema. Este caso es un modelo simplificado de la situación que se origina por la inclusión de los parques eólicos de Palmatir y Agua Leguas que se interconectan a la barra de 150kV de Terra, la cual está regulada a una tensión fija independientemente de la inyección de potencia de dichos parques. En esta sección se utilizará esta red simplificada para comprender cuáles son las causas que provocan la variación en los modos locales debido a la inyección de potencia eólica, de la misma forma que se ha estudiado previamente el sistema de un generador contra una barra infinita.

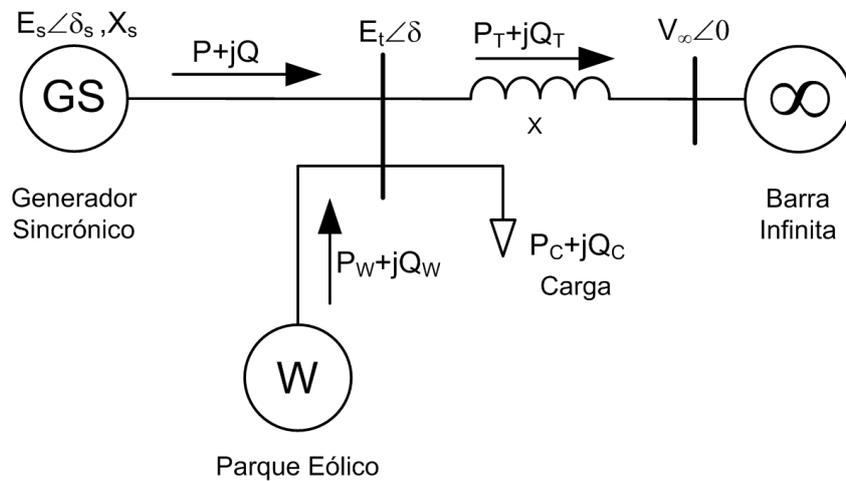


Figura 3.7: Diagrama unifilar de red con incorporación de generación eólica

De acuerdo a los estudios que se presentarán en posteriores capítulos, se desprenden dos premisas fundamentales:

1. Los aerogeneradores pueden ser modelados como fuentes estáticas que inyectan potencia activa a la red e intercambian potencia reactiva con la misma. A diferencia de los generadores sincrónicos, no se vinculan eléctricamente con el resto del sistema mediante un ángulo interno.
2. A partir del punto anterior, se puede concluir que la expresión del amortiguamiento desarrollada para el caso general de un generador síncrono conectado a una barra infinita sigue siendo válida para el caso que se agregue un parque aerogenerador, dado que el efecto principal sobre la red consiste en la inyección de potencia adicional al nodo de interconexión del generador síncrono, pero sin adicionar inercia.

Estos dos puntos indican que el mayor impacto que tendrá la incorporación de generación eólica a gran escala sobre el sistema eléctrico en lo que refiere al análisis modal es la modificación de las condiciones de producción de potencia activa y reactiva de los generadores sincrónicos debida a la modificación de la arquitectura de la red y la consecuente redistribución de flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y cables que componen la misma.

Para comprender el análisis que se realizará a continuación, se sugiere tener presente las condiciones operativas expuestas en la sección 3.4.2. Sea considerado el sistema de la figura 3.7 en el caso particular donde la potencia activa y reactiva de la carga y del parque eólico son nulas en tanto que la máquina síncrona genera una potencia activa constante y operando en

régimen de sobreexcitación. En ese caso, el diagrama fasorial de la figura 3.8, representa la condición operativa del generador síncrono.

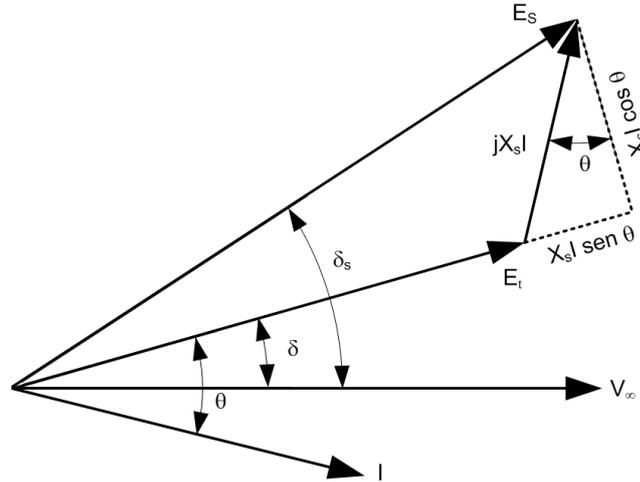


Figura 3.8: Diagrama fasorial de generador síncrono conectado a barra infinita

Para este caso particular, existe un determinado ángulo δ entre la barra infinita que se toma como referencia y la barra terminal del generador síncrono cuya tensión se debe mantener constante. A medida que el nivel de potencia activa inyectada por el generador síncrono aumenta, este ángulo también lo hará como condición necesaria para transmitir la potencia generada a la barra infinita sin afectar la tensión en el nodo de interconexión. Simultáneamente, desde el punto de referencia del generador síncrono, a medida que aumenta la potencia activa generada, la magnitud del término $XI \cos(\theta)$ tenderá a aumentar, y simultáneamente el término $XI \sin(\theta)$ tenderá a disminuir. La evolución de estos términos provocarán en forma coordinada el aumento del ángulo δ_s , disminuyendo tanto el par sincronizante como el par amortiguador.

3.5.2. Inclusión de parque eólico con intercambio nulo de potencia reactiva

En esta sección se considerará la inclusión del parque eólico en el análisis, el cual inyectará una determinada potencia activa P_W , en tanto que la potencia reactiva Q_W intercambiada con la red será nula. Se tomará como hipótesis que la potencia activa inyectada por el generador síncrono permanecerá constante independientemente de la inclusión o no del parque. En la figura 3.9 se grafican los diagramas fasoriales considerando la situación previa y posterior a la inclusión del parque eólico. La situación posterior se diferencia de la previa dado que contiene las magnitudes representadas en

el diagrama fasorial con subíndice 1.

Las diferencias entre la situación previa y posterior a la inclusión del parque eólico, están definidas por los siguientes hechos, los cuales ya han sido previamente analizados:

1. Dado que la tensión E_t está fija, el aumento de potencia transmitido al sistema de potencia deberá manifestarse a través del aumento del ángulo δ a δ_1 .
2. Al inyectarse mayor potencia activa a la barra E_t debido a la inclusión del parque eólico, la tensión de la misma tenderá a aumentar. Dado que esto no será posible ya que la tensión de la barra deberá ser regulada, el generador sincrónico deberá disminuir la producción de potencia reactiva, correspondiente al término $I \text{sen} \theta$, o comenzar a consumir reactiva de ser necesario.

Es importante notar que estos dos efectos actúan en el mismo sentido, disminuyendo el par sincronizante debido al aumento del ángulo interno δ_s . Por otra parte, el par amortiguador tenderá naturalmente a degradarse, pero difícilmente pueda ser cuantificado en qué medida lo hará debido a la complejidad que presenta el cálculo del mismo [30].

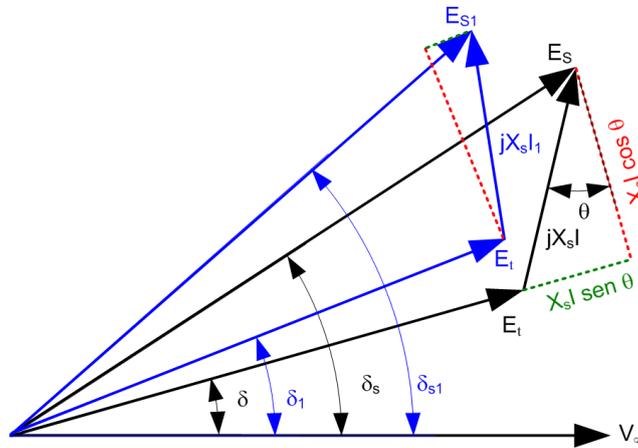


Figura 3.9: Diagrama fasorial en situación previa y posterior a la inclusión de un parque eólico

3.5.3. Inclusión de parque eólico con intercambio de potencia reactiva

El razonamiento de la sección 3.5.2 puede ser extendido a un caso más general donde el parque eólico en cuestión intercambie un volumen de poten-

cia activa y reactiva arbitrario. Para el razonamiento que sigue es necesario referirse a la figura 3.10.

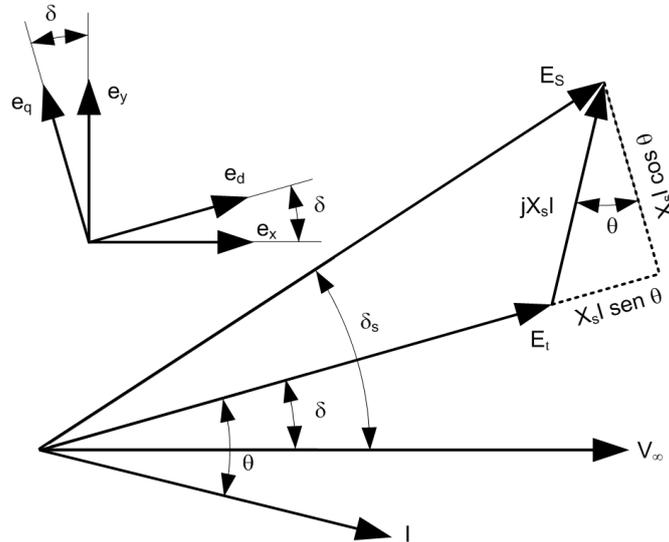


Figura 3.10: Diagrama fasorial de generador síncrono respecto a un bus infinito

Dado que es necesario encontrar una expresión general para la proyección del fasor E_s sobre la tensión del bus infinito V_∞ se debe considerar la rotación de los ejes dq sobre el eje xy:

$$e_x = e_d \cos \delta - e_q \sin \delta \quad (3.11)$$

$$e_y = e_q \cos \delta + e_d \sin \delta \quad (3.12)$$

Si se considera la relación fasorial del generador síncrono:

$$E_s = (E_t - X_s I \sin \theta) e_d + X_s I \cos \theta e_q \quad (3.13)$$

La proyección de E_s sobre la tensión de la barra infinita será:

$$E_s \cos \delta_s = E_s \cdot e_x = (E_t - X_s I \sin \theta) \cos \delta - X_s I \cos \theta \sin \delta \quad (3.14)$$

Por otra parte se tiene que

$$\begin{aligned} P + P_W - P_C &= P_T = \frac{E_t V_\infty}{X} \sin \delta \\ Q + Q_W - Q_C &= Q_T = \frac{E_t^2 - E_t V_\infty \cos \delta}{X} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Despejando los valores de $\cos\delta$ y $\sin\delta$ de la ecuación (3.15) y sustituyendo en la ecuación (3.14), se llega a que el coeficiente de par sincronizante del generador sincrónico será:

$$K_S = \frac{(E_t^2 - X_s Q)(E_t^2 - X Q_T) - X_s X P P_T}{E_t^2 V_\infty} \quad (3.16)$$

De acuerdo a la expresión (3.16), y tomando en consideración casos generales, tanto el par sincronizante como el ángulo interno variarán de la siguiente forma en función de los parámetros involucrados, siempre y cuando se suponga que la tensión E_t permanece constante:

- Dado un determinado nivel de potencia activa despachada tanto por el parque eólico como por el generador sincrónico P_W y P_G respectivamente, al considerar que el enlace tiene una reactancia X alta, si aumenta la potencia reactiva generada por el parque eólico Q_W , la potencia reactiva desarrollada por el generador sincrónico Q disminuirá para mantener aproximadamente constante la potencia reactiva total Q_T , decrementando el par sincronizante y aumentando el ángulo interno. Esto provocará un incremento de la actividad oscilatoria frente a perturbaciones tanto en pequeña como en gran señal. En contrapartida, si el parque eólico demanda potencia reactiva, el generador sincrónico se verá forzado a suministrar reactiva para regular tensión, lo cual implicará un aumento del par sincronizante y una disminución del ángulo interno, aumentando el par amortiguador. Cabe observar que si el enlace es fuerte, es decir, la reactancia X es muy baja, las conclusiones a las que se arriban son opuestas a las descritas: un aumento de generación de reactiva por parte del generador sincrónico tenderá a disminuir el par sincronizante y el consumo tenderá a incrementar el par sincronizante.
- El aumento de potencia activa generada por el generador sincrónico P y transportada por la línea P_T provocarán una caída del par sincronizante. Además, se debe enfatizar que el incremento de potencia despachada por un parque eólico P_W y que sea transportada por la línea determinarán también el incremento del ángulo interno del generador y la caída del par sincronizante para poder regular tensión, afectando su desempeño frente a perturbaciones de cualquier entidad.
- El incremento de carga local P_C y Q_C mejorará el par sincronizante al evitar un aumento en el nivel de transmisión de potencia hacia la barra infinita.
- Un aumento de la impedancia de la línea que enlaza la barra de generación con la barra infinita provocará una caída del par sincronizante

debido al aumento del ángulo interno de la máquina y al propio aumento de dicha impedancia.

En todos los casos, se observa una gran influencia de la potencia activa y reactiva que se transmite al sistema de potencia sobre el par sincronizante y una notoria influencia de la carga local. La compleja interrelación entre estas variables es el principal motivo por el cual resulta difícil interpretar la evolución de los modos de oscilación locales.

Por otra parte, y considerando el caso simplificado que se ha planteado, resulta importante observar que en términos generales, el efecto de la inclusión de un parque eólico en las cercanías de una área de generación compuesta por máquinas sincrónicas será la de empeorar el amortiguamiento de las oscilaciones locales en caso que el parque eólico no intercambie potencia reactiva o inyecte potencia reactiva a la red. Sin embargo, es posible corregir esta situación operando el parque eólico con un factor de potencia inductivo, de forma de forzar a las máquinas sincrónicas a aumentar la inyección de reactiva (o disminuir su consumo), permitiendo mejorar el par sincronizante y el par amortiguador.

Si bien la demanda de potencia reactiva por parte del parque eólico puede suponer parte de la solución para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones, presenta dos limitaciones:

- Dependiendo de las condiciones operativas, puede implicar la restricción de inyección de potencia activa tanto de la central convencional como del parque eólico, por la necesidad de despachar potencia reactiva.
- Esta solución presenta inherentemente un problema de escala, ya que en caso que la penetración de generación eólica sea muy alta, la inyección de potencia reactiva por parte de los generadores sincrónicos estará limitada por la capacidad de los mismos y por lo tanto no podrán paliar el efecto de degradación que producirán los parques eólicos por incremento del ángulo interno.

Por lo tanto, el efecto a largo plazo del incremento de generación eólica en forma adyacente a áreas de generación sincrónica será la de deteriorar el amortiguamiento de los modos locales asociados al área de generación. Este efecto implica que es deseable que los parques eólicos se encuentren eléctricamente lejos de los generadores sincrónicos, diseñando la red de forma que los mismos contribuyan a neutralizar las cargas lejanas a los generadores sincrónicos, disminuyendo el transporte de potencia de los generadores sincrónicos hacia puntos remotos de carga. Este efecto será estudiado en próximos capítulos, tomando el caso particular del modo de Río Negro.

3.5.4. Análisis de evolución de los modos de oscilación entre áreas

El fenómeno analizado en la sección anterior toma en consideración el efecto de la inclusión de parques eólicos sobre los modos locales de una determinada zona de generación que ha sido asimilada como un generador sincrónico equivalente. Si la zona de generación está formada por más de un área, el efecto de la inclusión de un parque eólico será más complejo dado que no solo afectará la forma en la cual las máquinas que conforman la zona oscilarán respecto a todo el sistema eléctrico, sino que afectará el patrón de oscilación entre áreas.

A efectos de comprender la influencia sobre la interacción será considerado un sistema de tres áreas de acuerdo a la figura 3.11. Dos áreas serán representadas en forma genérica por las centrales 1 y 2 compuestas por generadores sincrónicos de idénticas características, las cuales están interconectadas entre sí mediante una línea de impedancia X_{12} . Cada central está interconectada al sistema de potencia mediante una línea de impedancia X . Para analizar el efecto de la inclusión de un parque eólico se considerará que el mismo se interconecta a la barra de la central 2. A efectos de los estudios, las dos centrales siempre se encuentran generando una potencia activa constante de valor P_1 y P_2 .

Adicionalmente, se definen las siguientes magnitudes y parámetros:

- M es la inercia de las máquinas.
- D es el factor de amortiguamiento.
- P_{Ms} y P_{Mm} son las potencias mecánicas desarrolladas por las centrales 1 y 2 respectivamente.
- E_s y E_m es el módulo de las tensiones internas de las centrales generadoras 1 y 2 respectivamente.
- U es el módulo de la tensión del punto de interconexión de ambas centrales.
- U_∞ es el módulo de la tensión de la barra infinita.
- δ_1 y δ_2 son los ángulos de las tensiones del nodo de interconexión de las centrales generadoras 1 y 2 a la red, respectivamente.
- δ_s y δ_m son los ángulos de las tensiones internas de las centrales generadoras 1 y 2 respectivamente.
- X_s y X_m son las reactancias sincrónicas de las centrales generadoras 1 y 2 respectivamente.

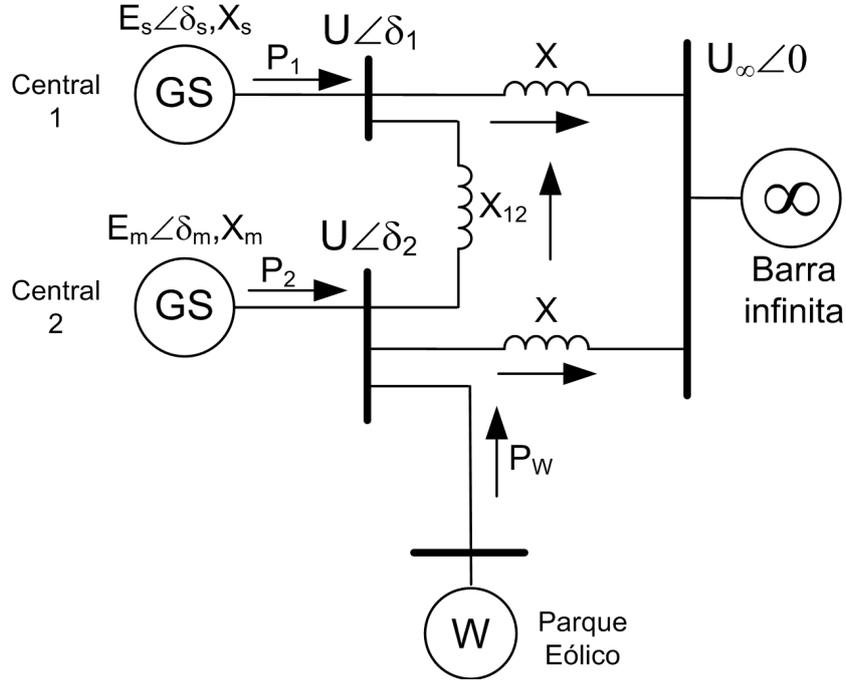


Figura 3.11: Sistema de tres áreas con generador eólico en área 2

Las ecuaciones diferenciales que rigen el movimiento de los generadores de las centrales bajo estudio son de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s &= P_{Ms} - \frac{E_s U}{X_s} \text{sen}(\delta_s - \delta_1) \\
 M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m &= P_{Mm} - \frac{E_m U}{X_m} \text{sen}(\delta_m - \delta_2)
 \end{aligned}
 \tag{3.17}$$

En este caso, es de interés que la tensión U de los puntos de interconexión a la red de las centrales generadoras se mantengan en un valor fijo. De acuerdo a esta consigna de operación, se supone que los sistemas de excitación de las máquinas síncronas realizarán las variaciones en las tensiones internas E_s y E_m que permitan el intercambio necesario de potencia reactiva entre los generadores y la red para cumplir con este propósito.

De acuerdo a esta perspectiva, en régimen permanente se cumplen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 \frac{E_s U}{X_s} \text{sen}(\delta_s - \delta_1) &= \frac{U U_\infty}{X} \text{sen} \delta_1 + \frac{U^2}{X_{12}} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) = P_1 \\
 \frac{E_m U}{X_m} \text{sen}(\delta_m - \delta_2) + P_w &= \frac{U U_\infty}{X} \text{sen} \delta_2 + \frac{U^2}{X_{12}} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) = P + P_w
 \end{aligned}
 \tag{3.18}$$

Considerando que las desviaciones de ángulo son relativamente pequeñas $\text{sen}\delta \approx \delta$ y adicionalmente que las potencias desarrolladas por las centrales son similares $P_1 \approx P_2 = P$, se puede simplificar el sistema de ecuaciones no lineales para hallar el punto de equilibrio:

$$\begin{aligned} c_s \delta_1 + c_i (\delta_1 - \delta_2) &= P \\ c_s \delta_2 + c_i (\delta_2 - \delta_1) &= P + P_W. \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\text{siendo } c_s = \frac{UU_\infty}{X} \text{ y } c_i = \frac{U^2}{X_{12}}.$$

Los ángulos de las barras 1 y 2 en condición de régimen permanente serán:

$$\begin{aligned} \delta_{10} &= \frac{P}{c_s} + \frac{c_i}{c_s(c_s + 2c_i)} P_W \\ \delta_{20} &= \frac{P}{c_s} + \frac{c_s + c_i}{c_s(c_s + 2c_i)} P_W \end{aligned} \quad (3.20)$$

Se debe notar que la inclusión de generación eólica tenderá a aumentar el ángulo de las tensiones de las barras de las centrales de generación, bajo el supuesto que las mismas tienen una magnitud constante. Esto es lógico considerando que bajo un escenario eólico, el sistema deberá aumentar la transmisión de potencia activa hacia la barra infinita. En particular, es de interés analizar el caso en que el enlace entre las dos centrales de generación sea débil, es decir, que X_{12} posea un valor alto. En ese caso, los ángulos tenderán a ser:

$$\begin{aligned} \delta_{10} &= \frac{P}{c_s} \\ \delta_{20} &= \frac{P + P_W}{c_s}. \end{aligned} \quad (3.21)$$

De acuerdo a (3.21) el ángulo de la tensión de la barra 2 tenderá a aumentar conforme aumenta la potencia eólica inyectada en dicha barra, bajo el supuesto que el módulo de la tensión es constante; por otra parte, la barra 1 se comportará de igual forma que cuando no se interconecta el parque eólico.

Linealizando el sistema de ecuaciones conformado por (3.17) y (3.18) sobre un punto de equilibrio genérico, se tendrá el siguiente sistema linealizado:

$$\begin{aligned} M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s &= -k_{s1}\delta_1 - k_i(\delta_1 - \delta_2) = -k_1(\delta_s - \delta_1) \\ M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m &= -k_{s2}\delta_2 - k_i(\delta_2 - \delta_1) = -k_2(\delta_m - \delta_2) \end{aligned} \quad (3.22)$$

Expresando el sistema (3.22) en función de δ_s y δ_m , y considerando además que el enlace entre las dos áreas de generación es débil ($k_i \rightarrow 0$), se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned}
M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s + k_1k_{s1}\frac{k_{s2} + k_2}{k_{s1}k_{s2} + k_{s1}k_2 + k_1k_{s2} + k_1k_2}\delta_s - \frac{k_1k_2k_i}{k_{s1}k_{s2} + k_{s1}k_2 + k_1k_{s2} + k_1k_2}\delta_m &= 0 \\
M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m + k_2k_{s2}\frac{k_{s1} + k_1}{k_{s1}k_{s2} + k_{s1}k_2 + k_1k_{s2} + k_1k_2}\delta_m - \frac{k_1k_2k_i}{k_{s1}k_{s2} + k_{s1}k_2 + k_1k_{s2} + k_1k_2}\delta_s &= 0 \\
\delta_1(0) = \delta_{10} \\
\delta_2(0) = \delta_{20} \\
\dot{\delta}_s(0) = \dot{\delta}_m(0) = 0
\end{aligned} \tag{3.23}$$

En estas condiciones las constantes de los sistemas (3.22) y (3.23) se definen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
k_{s1} &= \frac{UU_\infty}{X} \cos\delta_{10} \\
k_{s2} &= \frac{UU_\infty}{X} \cos\delta_{20} \\
k_i &= \frac{U^2}{X_{12}} \cos(\delta_{20} - \delta_{10}) \\
k_1 &= \frac{E_s U}{X_s} \cos(\delta_{s0} - \delta_{10}) \\
k_2 &= \frac{E_m U}{X_m} \cos(\delta_{m0} - \delta_{20})
\end{aligned} \tag{3.24}$$

De modo de poder simplificar la interpretación de las ecuaciones diferenciales presentadas en (3.23) se supondrá además que $k = k_1 \approx k_2$ y que $k_s = k_{s1} \approx k_{s2}$. A partir de estas suposiciones, el sistema se simplifica de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s + \frac{k k_s}{k_s + k} \delta_s - k_i \left(\frac{k}{k_s + k} \right)^2 \delta_m &= 0 \\
M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m + \frac{k k_s}{k_s + k} \delta_m - k_i \left(\frac{k}{k_s + k} \right)^2 \delta_s &= 0
\end{aligned} \tag{3.25}$$

Si se realiza el cambio de variables

$$\begin{aligned}
\theta_1 &= \delta_s - \delta_m \\
\theta_2 &= \delta_s + \delta_m
\end{aligned} \tag{3.26}$$

en el sistema de (3.25), se obtiene una representación del mismo en forma desacoplada [43]:

$$\begin{aligned}
M\ddot{\theta}_1 + D\dot{\theta}_1 + \frac{kk_s(k_s + k) + k^2k_i}{(k_s + k)^2}\theta_1 &= 0 \\
M\ddot{\theta}_2 + D\dot{\theta}_2 + \frac{kk_s(k_s + k) - k^2k_i}{(k_s + k)^2}\theta_2 &= 0
\end{aligned} \tag{3.27}$$

Si se analiza el problema bajo esta óptica se puede comprender que la evolución de los ángulos de los generadores corresponderá a una combinación lineal de las respuestas individuales obtenidas de la resolución de las ecuaciones de (3.27). En particular, si se supone que las condiciones iniciales son $\delta_s(0) = \delta_m(0)$ y $\dot{\delta}_s(0) = \dot{\delta}_m(0)$ entonces $\theta_1(t) = 0$. Esto significa que $\delta_m(t) = \delta_s(t) \forall t$ y que por lo tanto, los ángulos oscilarán en fase con un amortiguamiento y frecuencia que estarán dados por la ecuación que gobierna la evolución de $\theta_2(t)$. Este modo de oscilación se denomina común y denota la oscilación en conjunto de las dos áreas de generación contra el resto del sistema eléctrico. Por otra parte, si las condiciones iniciales son $\delta_s(0) = -\delta_m(0)$ y $\dot{\delta}_s(0) = -\dot{\delta}_m(0)$ entonces $\theta_2(t) = 0$. En este caso, $\delta_m(t) = -\delta_s(t) \forall t$ y por lo tanto, los ángulos oscilarán en contrafase, con un amortiguamiento y frecuencia que estarán dados por la ecuación que gobierna la evolución de $\theta_1(t)$. Este modo se denomina interárea y manifiesta la oscilación de un área de generación contra la otra. Dado que para los generadores sincrónicos la condición inicial de velocidad es la misma para todos los sistemas de potencia, el modo común tiende a ser el modo más excitado en todos los casos.

A partir de la inspección de las ecuaciones (3.24), (3.25) y (3.27) se puede concluir lo siguiente:

1. Si el enlace entre diferentes áreas de generación es muy débil, $k_i \rightarrow 0$ no existirá interacción entre el parque eólico y la zona de generación 1; esto se deduce por la anulación de los términos cruzados y por la no influencia que tendría la introducción del parque eólico en el ángulo δ_{10} de acuerdo a (3.21). Esto significa que bajo las condiciones de análisis planteadas, el efecto de la generación eólica sobre las centrales convencionales es local y se debe a la redistribución del flujo de potencia.
2. La inclusión de potencia de origen eólico sin intercambio de potencia reactiva con la red produce un aumento del ángulo de las tensiones de las barras de generación del sistema que redundan en una disminución de los términos k , k_s y k_i debido al aumento de los ángulos internos de los generadores sincrónicos para mantener la tensión de interconexión constante, con lo cual, existe una disminución del par sincronizante de los modos siendo más acentuado en el modo común debido a la existencia del término de sustracción $-k^2k_i$.

3. Debido a lo expresado en el punto anterior, los términos cruzados en la ecuación (3.25) tenderán a decrementarse, indicando una reducción en el intercambio de energía cinética entre los generadores. Esto propicia la mejora del amortiguamiento del modo interárea.
4. En el caso del modo común, habrá un decremento del par sincronizante y consecuentemente, un incremento de ángulo interno en las máquinas que propiciarán una disminución del amortiguamiento de este modo.
5. En caso que el parque eólico consuma reactiva, provocará la generación de reactiva por parte del generador sincrónico de la barra 2, aumentando su par sincronizante; esto implicará un aumento del término k_2 lo que provocará simultáneamente que el ángulo interno disminuya, aumentando el par amortiguador, por lo cual, el amortiguamiento del modo común se verá beneficiado. Por otra parte, al aumentar k_2 existirá mayor intercambio de energía cinética entre las dos áreas de generación y el modo interárea empeorará su amortiguamiento.
6. Siguiendo un razonamiento análogo al del punto anterior, si el parque inyecta potencia reactiva, el modo común empeorará su amortiguamiento al mismo tiempo que el modo interárea lo mejorará.

Es importante recalcar que la introducción de energía eólica en zonas cercanas a centrales de generación convencionales tenderá a perjudicar los modos comunes en tanto que beneficiará a los modos interárea. Esto es debido a que se tiende a debilitar los enlaces existentes entre las diferentes áreas de generación debido a la transmisión de un volumen importante de potencia sin aportar inercia efectiva al sistema eléctrico. El intercambio de potencia reactiva de los parques eólicos con la red tenderá a modificar los pares sincronizantes y ángulos de los generadores sincrónicos de forma tal que si se beneficia el amortiguamiento del modo común, se estará degradando automáticamente el modo interárea y viceversa, siendo por lo tanto, imposible mejorar el desempeño del amortiguamiento de un modo sin perjudicar al otro.

Dado que el modo común es el de mayor participación dadas las condiciones iniciales que caracterizan a los sistemas de potencia, una restricción operativa que tiende a mejorar el efecto de degradación que sufre el sistema por la inserción de potencia eólica es exigir el consumo de potencia reactiva por parte del parque eólico, provocando una mejora del par sincronizante y amortiguador por aumento de generación de potencia reactiva de los generadores sincrónicos. Esto provocará que las máquinas sincrónicas trabajen en un punto de operación ligeramente diferente, pero que mejora el desempeño tanto frente a pequeñas como a grandes perturbaciones. El fenómeno descrito matemáticamente en esta sección será validado por estudios en

pequeña señal y en gran señal para el caso de los modos Río Negro (RN) y Baygorria Terra (BY-T), los cuales se estudiarán en detalle en los capítulos 6 y 7.

Por otra parte, si los parques eólicos se instalan en zonas eléctricamente lejanas a las centrales convencionales, particularmente en puntas de radiales, repercuten en forma positiva sobre el desempeño en pequeña señal del sistema ya que anularán parte de la carga vista por los generadores sincrónicos. Por lo tanto, dichos generadores transportarán menor potencia, mejorando el par sincronizante y el par amortiguador. En un caso más general, si no resultara aceptable la opción de intercambio de potencia reactiva entre los parques eólicos y la red, es conveniente que en las cercanías o en el propio punto de interconexión exista una estación transformadora que vierta la potencia generada por el parque eólico a la red de distribución. Esto es útil para neutralizar parte o la totalidad de la carga existente o eventualmente disminuir la congestión en la red de transmisión.

Parte II

Modelado y Control de Parques Eólicos

Capítulo 4

Modelado de aerogeneradores de velocidad variable

4.1. Introducción

El presente capítulo tratará el modelado de aerogeneradores de velocidad variable a efectos de la realización de estudios dinámicos en redes de potencia, haciendo especial hincapié en los estudios de pequeña señal. Es por esta razón que se omitirá en los modelos que se presentarán los diferentes dispositivos que corresponden al funcionamiento de los aerogeneradores en regímenes de contingencia, reconexión o protección. Debido a las características de este tipo de aerogeneradores, resulta necesario comprender el funcionamiento de la turbina eólica y el sistema de control asociado a la misma.

Actualmente, existen en el mercado dos topologías dominantes de aerogeneradores de velocidad variable: el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y los generadores con interfaz electrónica pura (FC). A efectos de comprender el funcionamiento de los aerogeneradores de velocidad variable, el presente capítulo se organizará de la siguiente forma:

1. Se estudiarán las características físicas de las turbinas eólicas, destacando las condiciones operativas que maximizan la eficiencia de las mismas y las acciones de control a ser implementadas para alcanzar este propósito.
2. Se presentarán las topologías DFIG y FC indicando cómo interactúan con el control de la turbina para alcanzar las condiciones operativas más eficientes.

3. Se estudiarán las estrategias de control del DFIG y del FC.

4.2. Modelado y control de turbinas eólicas

4.2.1. Modelo del sistema mecánico

La turbina eólica y el sistema de control asociado a la misma deben diseñarse en base a los objetivos de desempeño energético que se planteen cumplir y las restricciones que imponen las condicionantes físicas, económicas y operativas. En lo que respecta al aspecto estrictamente técnico, el diseño del control de la turbina de un aerogenerador de velocidad variable debe cumplir simultáneamente con tres objetivos [9]:

- **Maximizar la captura de potencia del viento** considerando los diferentes modos de operación del aerogenerador y sujeto a las condiciones que deben ser impuestas para una segura operación de la turbina, procurando que ninguna magnitud física sobrepase su valor máximo.
- **Prevención de cargas excesivas sobre la turbina**, intentando atenuar los efectos de carga producidas por fenómenos de carácter transitorio.
- **Cumplir con una determinada calidad de potencia a inyectar** acondicionando la energía generada de forma que cumpla con los estándares aplicables y no repercuta negativamente sobre la dinámica de la red eléctrica.

Para comprender el principio de funcionamiento de los aerogeneradores de velocidad variable resulta indispensable contar con un modelo adecuado del comportamiento dinámico de la turbina. Para la realización de estudios eléctricos, la potencia desarrollada por la turbina eólica estará descrita mediante un sistema no lineal de ecuaciones algebraicas que vinculan la velocidad del viento, la velocidad angular del rotor, el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$, y la densidad del aire. Esto implica que frente a cambios en la velocidad del viento, el torque de la máquina varíe en forma instantánea. Tomando en cuenta que el objetivo del estudio se centra en el análisis en pequeña señal, no resulta necesario un estudio detallado de la aerodinámica de la turbina; varios autores han reportado que el esfuerzo de cálculo realizado con estos propósitos, no reditúa en resultados significativamente diferentes a los obtenidos mediante el modelo utilizado en este caso, con el agravante que para efectuar el estudio completo es necesario recolectar parámetros relativos al diseño de la turbina que no son de fácil obtención [5].

El modelo utilizado se encuentra descrito en detalle en [9] y expresa que la potencia que la turbina extrae del viento P_t estará regida por las ecuaciones (4.1) y (4.2).

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p (\lambda, \beta) v^3 \quad (4.1)$$

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v}. \quad (4.2)$$

En estas ecuaciones intervienen los siguientes parámetros y magnitudes:

- ρ : densidad del aire.
- R : radio de la turbina.
- v : velocidad del viento incidente sobre la turbina.
- ω_t : velocidad angular de la turbina.
- $C_p (\lambda, \beta)$: coeficiente de potencia de la máquina.
- λ : velocidad específica de la turbina, definida como la velocidad tangencial en la punta de la pala dividido la velocidad del viento.
- β : ángulo de paso de la turbina.

Es importante mencionar que el coeficiente de potencia $C_p (\lambda, \beta)$ es obtenido experimentalmente mediante ensayos que realizan los fabricantes. A los efectos de la realización de los estudios presentados, se ha utilizado la siguiente expresión para caracterizar el coeficiente de potencia [40]:

$$C_p (\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (4.3)$$

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

Es posible observar en la gráfica 4.1 que para cada valor de ángulo de paso β existe un valor de velocidad específica $\lambda = \lambda_{opt}$ en el cual la función C_p alcanza un máximo relativo, donde el máximo absoluto se alcanza en el caso particular en el cual β es nulo. Esto significa que dada una determinada velocidad de viento, existe un valor de velocidad de giro que permite maximizar la potencia extraída por la turbina y será uno de los objetivos que perseguirá el sistema de control de la turbina.

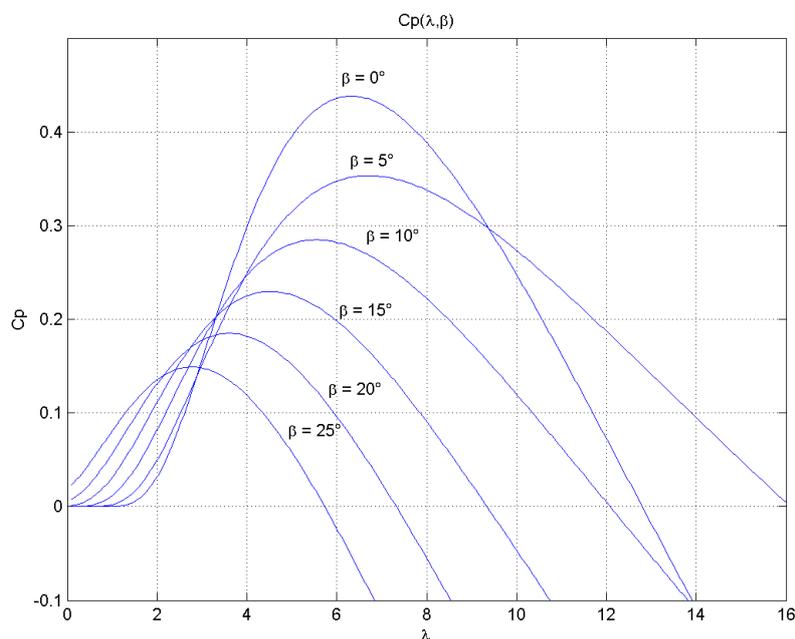


Figura 4.1: Curva característica de coeficiente de potencia

4.2.2. Sistema de control de turbinas eólicas

Para comprender el funcionamiento de la tecnología de generación de velocidad variable debe tomarse en consideración las características de la turbina expuestas en la sección anterior y además que la diferencia fundamental que existe entre los generadores sincrónicos de las centrales convencionales y los aerogeneradores es la incapacidad de estos últimos de almacenar la energía proveniente de la fuente primaria. Al no existir forma de almacenar la potencia del viento, la optimización de la extracción de potencia será posible solamente bajo un esquema de control de velocidad variable, donde la velocidad de giro del generador deberá ajustarse en forma dinámica en función de las variaciones de la velocidad del viento. Esto significa que los aerogeneradores no operarán a la velocidad de sincronismo. Sin embargo, deberán integrarse a la red eléctrica que trabaja a una frecuencia idealmente fija, lo cual se logra mediante la inclusión de convertidores de electrónica de potencia que desacoplarán la velocidad de giro de la máquina de la frecuencia eléctrica de la red, como se estudiará en particular para las tecnologías DFIG y FC.

En función de la velocidad de viento incidente sobre la turbina en un instante dado, son identificadas diferentes regiones operativas. En casos extremos en los cuales la velocidad del viento sea muy baja o muy alta, el

aerogenerador se mantiene desconectado de la red eléctrica; la velocidad de arranque v_{cut-in} se establece a efectos que la producción de potencia para esa velocidad de viento justifique los costos de operación y mantenimiento en los que se incurre, en tanto que la velocidad de corte $v_{cut-out}$ se establece en función de los máximos esfuerzos mecánicos que pueden ser soportados por parte de la turbina sin dañarse.

Para todo el rango de velocidades de viento comprendidas entre la velocidad de arranque y de corte, se puede caracterizar la curva ideal de potencia en función de la velocidad, la cual presenta tres regiones diferenciadas de acuerdo al par desarrollado por la turbina, y su velocidad de rotación:

- **Región de velocidades bajas (1):** Denominada usualmente como región de maximización de extracción de potencia (MPPT), el objetivo del sistema de control en esta región es extraer tanta energía del viento como sea posible. Para ello, se mantiene nulo el ángulo de paso, controlando la velocidad de rotación de la turbina a efectos de mantener la velocidad específica constante en el valor λ_{opt} que maximiza el coeficiente de potencia en $C_p(\lambda_{opt}, \beta)$. Desde el punto de vista técnico y económico, no se justifica que la turbina extraiga potencia en función de esta premisa de control en todo el rango de funcionamiento, dado que implicaría un dimensionamiento mecánico de la turbina excesivamente exigente y costoso que sería efectivamente utilizado solamente en caso de la ocurrencia de vientos de muy altas velocidades, cuya probabilidad es relativamente baja y que no reeditaría en la extracción de grandes volúmenes de energía. Por esta razón, el rango de operación de esta región se extiende desde la velocidad de arranque hasta la velocidad nominal de rotación de la turbina, la cual se establece en función de un compromiso adecuado entre los costos de fabricación, el estrés mecánico al cual se someterá a la misma, y la potencia a ser extraída por el aerogenerador.
- **Región de velocidades medias (2):** Como se mencionó en el punto anterior, la maximización de extracción de potencia solamente es viable en tanto la velocidad del viento sea moderada, y consecuentemente, la velocidad en el eje de la turbina y el generador no superen sus respectivas velocidades nominales de giro. Desde el punto de vista del generador, esta velocidad suele no ser superior al 120 % de la velocidad de sincronismo. En caso que el aerogenerador se encuentre trabajando a velocidad nominal de rotación, un incremento de velocidad de viento en este modo de operación implicará que exista un desplazamiento del punto de operación óptimo de la turbina, debido al decremento de la velocidad específica, de acuerdo a la ecuación (4.2). El objetivo en esta región de operación es mantener la velocidad de rotación nomi-

nal, incrementando la potencia extraída mediante el aumento del par desarrollado por la turbina.

- **Región de velocidades altas (3):** Habiendo llegado al punto de operación nominal, dado por la velocidad y par nominal del aerogenerador, un incremento adicional en la velocidad del viento implicaría que el aerogenerador sobrepasara su potencia nominal, por lo cual, se recurre a la regulación de la potencia extraída mediante el incremento del ángulo de paso, a efectos de mantener la potencia constante. Para cumplir con dicho propósito, el aerogenerador está equipado con un servomecanismo que permite rotar las palas de la turbina de forma tal que se disminuya el ángulo de ataque a medida que aumenta la velocidad de viento incidente sobre la turbina.

A partir de la descripción de las zonas de operación, se resume en la tabla 4.1 el comportamiento de las diferentes magnitudes físicas a considerar en el diseño del sistema de control aerodinámico¹. Asimismo, se presenta en la figura 4.2 la curva de la potencia desarrollada por la turbina en función de la velocidad del viento incidente sobre la misma para las tres regiones descriptas.

Región	ω_t	T_t	Velocidad	Ángulo de paso
1	$< \omega_{tnom}$	$< T_{tnom}$	Variable	Fijo
2	ω_{tnom}	$< T_{tnom}$	Fija	Fijo
3	ω_{tnom}	T_{tnom}	Fija	Variable

Tabla 4.1: Caracterización de regiones de operación de una turbina eólica

De acuerdo a lo expuesto, el control de la turbina deberá tomar las acciones que correspondan a efectos de maximizar la extracción de potencia de la turbina en un amplio rango de velocidad de rotación de la misma. El seguimiento del punto óptimo de operación de la turbina se encuentra restringido por las limitantes de diseño mecánico de la turbina, básicamente, la velocidad de giro máxima y la potencia máxima. Por tal motivo, el sistema de control de la turbina emplea diferentes estrategias de control de forma de no rebasar estos límites y al mismo tiempo, extraer la máxima potencia posible en función de la velocidad de viento incidente en la turbina. Debe enfatizarse que en caso que la velocidad de viento sea baja, la energía proveniente de las ráfagas sobre la turbina es aprovechada almacenándose en el eje del aerogenerador en forma de energía cinética. Este hecho conlleva dos beneficios adicionales: la reducción de emisiones de *flicker* por parte

¹En esta tabla, ω_t y T_t refieren a la velocidad angular de la turbina y al torque desarrollado por la misma, respectivamente. El subíndice *nom* refiere a valor nominal.

del aerogenerador y la reducción del estrés mecánico en el tren de engranajes.

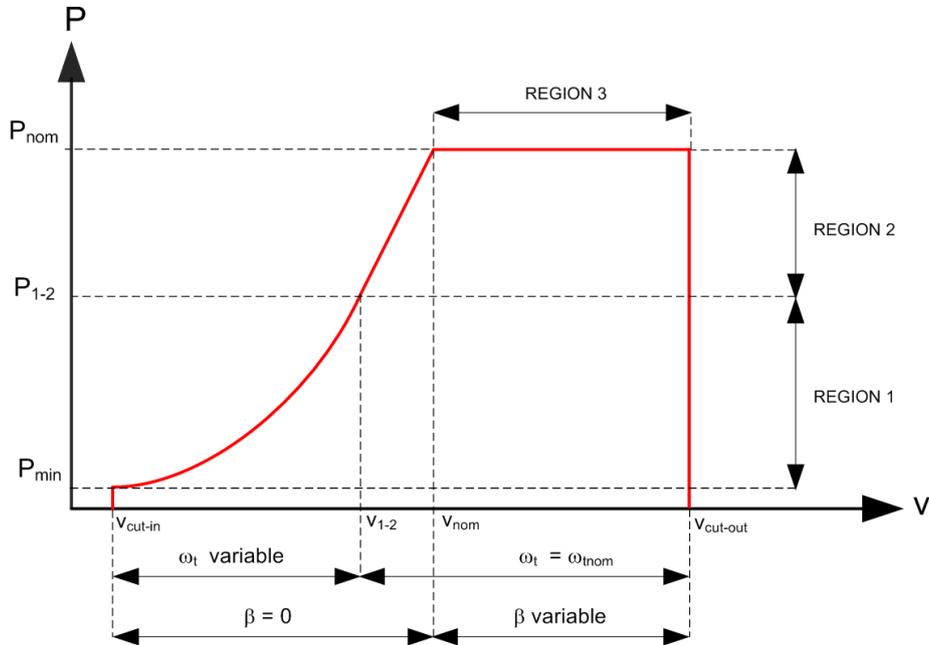


Figura 4.2: Potencia de la turbina en función de velocidad del viento

Merece especial mención que en caso que la turbina extraiga una potencia mayor a la nominal debido a una ráfaga, se activará el control de ángulo de paso que rotará las palas de la turbina sobre su propio eje de forma que la misma entre en pérdida aerodinámica, regulando la extracción de potencia. Existen diferentes implementaciones de control de ángulo de paso, siendo utilizada para los estudios que se presentarán la expuesta en la figura 4.3 donde se considera no solamente el lazo de control de velocidad de la turbina sino también el lazo de compensación, que además de permitir mejorar el tiempo de respuesta en caso que el aerogenerador comience a operar en la región de altas velocidades, permite introducir consignas de control de potencia adicionales en todo el rango de operación del aerogenerador que permitirán implementar eventualmente el control primario de frecuencia o un estabilizador de potencia.

Por último se debe observar que el sistema de control de ángulo de paso implementado agrega tres variables de estado al sistema: dos correspondientes al control y una tercera correspondiente al servomecanismo que se encarga de rotar las palas de la turbina.

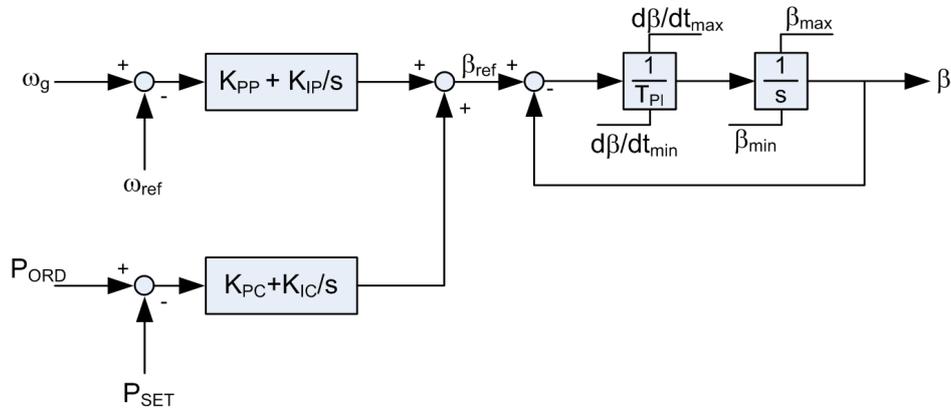


Figura 4.3: Control de ángulo de paso

4.2.3. Sistema de transmisión mecánica

El sistema de transmisión mecánica siempre se encontrará presente en aerogeneradores del tipo DFIG pero no necesariamente en todos los aerogeneradores del tipo FC como se referirá más adelante. Dejando de lado las particularidades de cada tecnología de generación, en un caso genérico resulta de suma importancia estudiar las características dinámicas del sistema mecánico dado que todas las oscilaciones de velocidad en el eje de los aerogeneradores se manifestarán como fluctuaciones de potencia que deberán ser analizadas.

El modelado del sistema de transmisión mecánica se realizará sobre la base que se desprecian los modos de oscilación provenientes del modelado de las palas de la turbina y de la góndola del aerogenerador por presentar un amortiguamiento adecuado o estar fuera de la frecuencia de interés [35].

Físicamente, la multiplicación de velocidad se realiza en dos etapas, lo cual admite una representación matemática mediante un sistema de ecuaciones diferenciales de quinto orden, donde la turbina, el tren de engranajes y el rotor son representados como discos rígidos vinculados a través de los respectivos ejes de alta y baja velocidad.

A efectos de simplificar aún más el análisis, se debe destacar que el sistema de transmisión mecánica de un aerogenerador presenta las siguientes particularidades:

- Los ejes de alta y baja velocidad poseen un bajo coeficiente de torsión.
- La inercia de la turbina es superior a la inercia del generador en una relación aproximada de diez a uno.

- Las dimensiones y masa del tren de engranajes son sensiblemente menores a las del generador y la turbina, presentando un momento de inercia despreciable.

En función de lo expuesto, es posible representar el sistema de transmisión mecánico suponiendo que el generador y la turbina se comportan como dos discos rígidos unidos mediante un eje flexible, lo cual reduce la representación del mismo a un sistema de dos masas, como el que se aprecia en la figura 4.4.

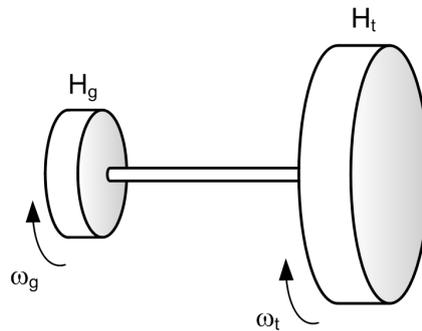


Figura 4.4: Representación del sistema mecánico

De acuerdo a estudios previamente realizados en [36] y [44], donde se compara la representación del sistema de dos masas con el sistema de una masa, se llega a la conclusión que el modelo de una masa no es representativo para el caso de generadores eólicos. En este caso, la diferencia de inercias entre la turbina y el generador son muy altas y los ejes presentan una constante de torsión relativamente pequeña. Esto traerá como consecuencia que frente a perturbaciones severas, existirán importantes intercambios de energía cinética entre la turbina y el rotor del generador provocando oscilaciones de velocidad en los ejes de alta y baja velocidad. Matemáticamente, este fenómeno se manifestará a través de la aparición de un modo de oscilación debido a la torsión del eje.

Por los motivos expuestos, el modelo de tercer orden descrito en el sistema de ecuaciones (4.4) y representado en la figura 4.5 es el más adecuado a efectos de la representación para estudios en sistemas de potencia. El mismo es un compromiso adecuado entre precisión y simplificación, donde se considera el efecto de torsión en el eje y se desprecia la inercia del tren de engranajes, la cual no es significativa en comparación con las inercias de la turbina y el generador.

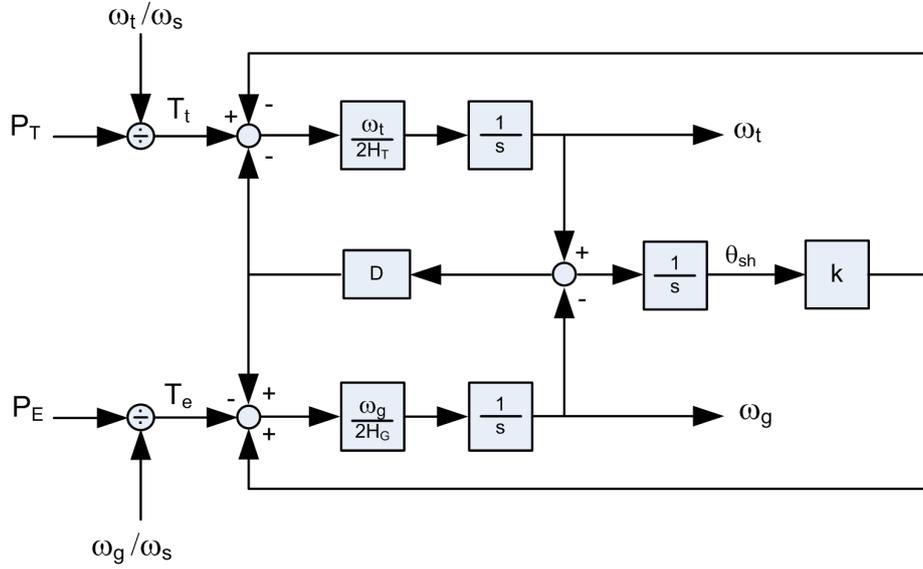


Figura 4.5: Modelo de dos masas

$$\begin{aligned}
 \frac{2H_t}{\omega_s} \frac{d\omega_t}{dt} &= \frac{\omega_s P_t}{\omega_t} - T_{sh} \\
 \frac{d\theta_{tw}}{dt} &= \omega_t - \omega_g \\
 \frac{2H_g}{\omega_s} \frac{d\omega_g}{dt} &= T_{sh} - \frac{\omega_s P_e}{\omega_g} \\
 T_{sh} &= k\theta_{tw} + D \frac{d\theta_{tw}}{dt}.
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Las constantes y magnitudes referentes al sistema de ecuaciones (4.4) son las siguientes:

- H_t y H_g : inercia de la turbina y el generador.
- ω_s : velocidad angular base.
- ω_t y ω_g : velocidad angular mecánica de la turbina y el generador.
- P_t y P_e : potencia desarrollada por la turbina y el generador.
- θ_{tw} : ángulo de torsión.
- T_{sh} : par torsional.
- k : constante de torsión del eje.
- D : coeficiente de amortiguamiento del eje.

4.3. Modelado y control del DFIG

4.3.1. Principio de funcionamiento

El DFIG es una máquina de inducción de rotor bobinado, cuyo estator se conecta en forma directa a la red, y el rotor es alimentado con una tensión de amplitud y frecuencia variable mediante un convertidor AC/DC/AC de acuerdo a la topología que se muestra en la figura 4.6. El funcionamiento del DFIG como generador de velocidad variable y su integración a la red de potencia debe ser analizada a partir del teorema de velocidades de la máquina de inducción:

$$\frac{p}{2}\omega_g = \omega_s \pm \omega_r \quad (4.5)$$

En este caso:

- p : número de polos de la máquina de inducción.
- ω_g : velocidad angular mecánica del generador.
- ω_s : frecuencia angular de sincronismo.
- ω_r : frecuencia angular del rotor de la máquina.

Considerando la ecuación (4.5) y la figura 4.6 se puede observar que en caso de requerir variar la velocidad del generador ω_g para poder cumplir con las consignas operativas establecidas por el control de la turbina de acuerdo a lo discutido en la sección 4.2.2, el convertidor del rotor (RSC) deberá generar una tensión con frecuencia ω_r que cumpla con la restricción impuesta por el teorema de velocidades. Cabe observar que la imposición de esta política de operación sobre el RSC implicará que la velocidad mecánica del rotor podrá estar por encima o por debajo de la velocidad del sincronismo dependiendo de la velocidad de viento incidente. Si bien la máquina operará como generador en todo el rango de velocidades, el flujo de potencia interno de la máquina sufrirá modificaciones de acuerdo a la tabla 4.2. La potencia P_r del rotor será negativa (absorbida) cuando el deslizamiento s sea positivo y será positiva (inyectada) cuando el mismo sea negativo [8],[11]. El deslizamiento se define como $s = \frac{\omega_g - \omega_s}{\omega_s}$. En el caso de la potencia desarrollada por el estator P_s , ésta siempre será positiva.

Modo de operación	Subsíncrono	Síncrono	Supersíncrono
Deslizamiento	$s < 1$	$s = 0$	$s < 0$
$P_t = P_s + P_r$	> 0	> 0	> 0
P_s	> 0	> 0	> 0
P_r	< 0	$= 0$	> 0

Tabla 4.2: Modos de operación del DFIG

En régimen permanente es posible concluir que la potencia desarrollada por el rotor se relacionará con la potencia del estator de acuerdo a la expresión $P_r = -sP_s$ y por lo tanto, en forma concordante con lo expuesto, el convertidor conectado a la red (GSC) deberá mantener la tensión de la barra de continua constante para asegurar el correcto funcionamiento del RSC, absorbiendo potencia en caso que el deslizamiento sea positivo y entregando potencia en caso que sea negativo.

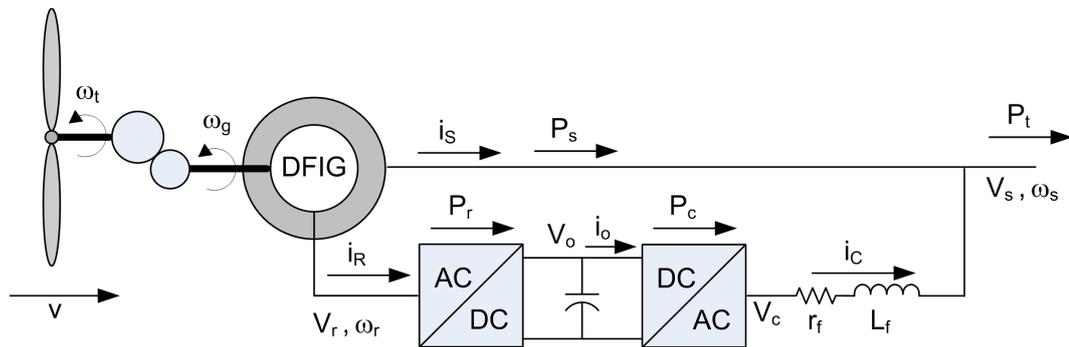


Figura 4.6: Esquema general de un DFIG

Dado que el control del generador de inducción se realiza en las coordenadas $dq0$, es posible controlar la potencia reactiva desarrollada por la máquina en forma independiente a la potencia activa. Para eso debe analizarse los dos enlaces que existen entre el DFIG y la red eléctrica. Por una parte, el GSC se controla en régimen de operación normal para no intercambiar potencia reactiva con la red de forma de aprovechar su capacidad para el intercambio de potencia activa. En segundo lugar, el RSC generará una componente de tensión que controlará la corriente reactiva intercambiada en el estator de la máquina de inducción lo que permitirá, de acuerdo a la estrategia de control adoptada, controlar la potencia reactiva, el factor de potencia, o eventualmente la tensión en el nodo de interconexión.

El diagrama simplificado de la planta y el sistema de control se exhibe en la figura 4.7. A partir del mismo se pueden identificar tres grandes subsistemas que interactúan entre sí a través de las diferentes variables de estado, referencias y salidas:

- La turbina y su sistema de control.
- El generador de inducción, el RSC y su controlador.
- La barra de corriente continua, el GSC y su controlador.

Las magnitudes principales que intervienen en el control del DFIG son las siguientes²:

- v : velocidad del viento.
- β : ángulo de paso.
- ω_t y ω_g : velocidad angular de la turbina y el generador.
- ω_r : frecuencia angular del rotor.
- θ_s : ángulo del estator.
- T_t y T_e : par desarrollado por la turbina y par electromagnético.
- V_C , V_S y V_R : tensión en el GSC, en el estator y en el rotor.
- V_O : tensión en la barra de continua.
- i_C , i_S e i_R : corriente en el GSC, en el estator y en el rotor.
- P_C y P_R : potencia por el GSC y potencia desarrollada por el rotor del DFIG.
- Q_C y Q_S : potencia reactiva por el GSC y potencia reactiva desarrollada por el estator.

De acuerdo a lo indicado con anterioridad, el sistema de control de la turbina establecerá el par y velocidad de giro de referencia a los cuales deberá operar el generador de inducción a partir de la velocidad de viento incidente, y las restricciones operativas propias del diseño mecánico de la turbina. El controlador del RSC tomará estas referencias y establecerá las referencias de amplitud y frecuencia de tensión que deberá imponerse en el rotor de la máquina a fin de lograr los objetivos de control de la turbina.

²En todos los casos, el subíndice *ref* indica que la referencia de la magnitud que se describe en el listado.

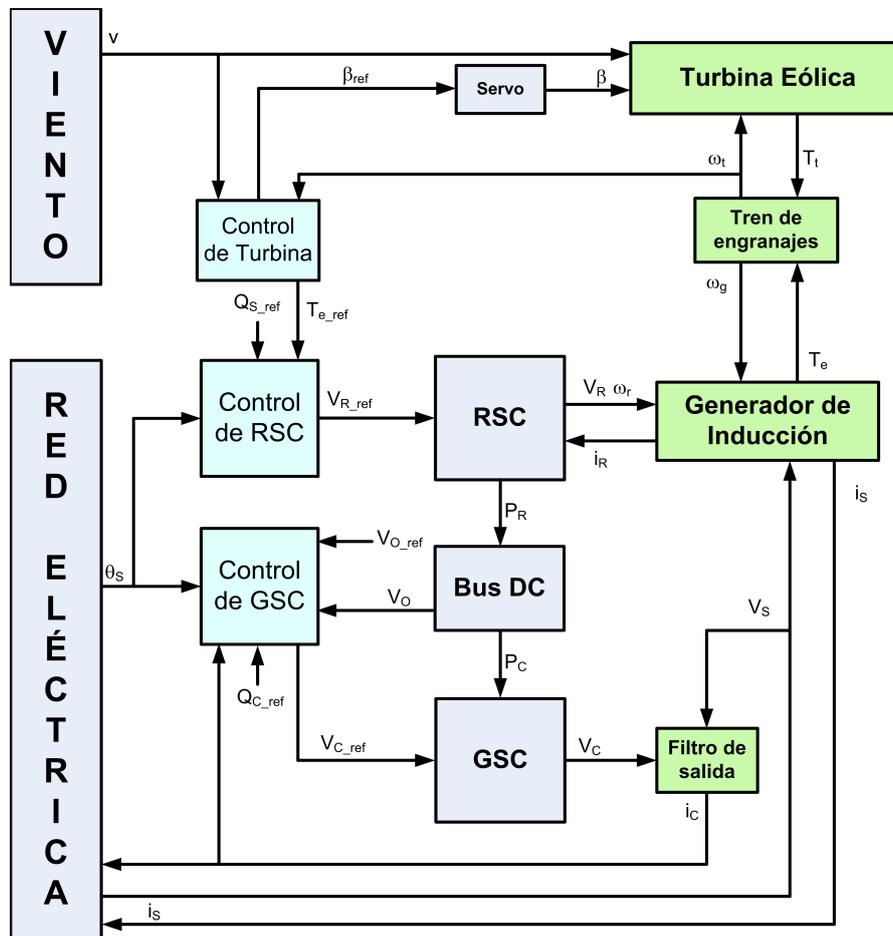


Figura 4.7: Esquema general de control de un DFIG

Esta tecnología de generación se caracteriza por desacoplar la influencia de la velocidad del rotor del generador de las variaciones de frecuencia de la red eléctrica. Esto le permitirá comportarse frente a la red como una fuente controlada de corriente sobre la cual no influirá la inercia del generador.

4.3.2. Modelado de la máquina de inducción

Para analizar en forma detallada el principio de funcionamiento de este generador y la interacción del mismo con el control de la turbina se debe recurrir a la descripción matemática de la máquina de inducción, la cual se modelará tomando en consideración las siguientes premisas [38]:

1. La máquina de inducción se modela mediante las leyes de Faraday en el rotor y el estator expresadas en ejes dq.

2. No se tomarán en cuenta las componentes homopolares de tensión y corriente.
3. No se toma en cuenta los efectos de saturación del núcleo ni de los armónicos espaciales.
4. Se analiza solamente el armónico principal de tensión y corriente, dado que la frecuencia de conmutación de los convertidores excede el rango de interés para estudios de estabilidad.
5. Todas las magnitudes e impedancias rotóricas están referidas al circuito estático.

De acuerdo a estas hipótesis, la representación de la máquina de inducción se puede observar en la figura 4.8 y las ecuaciones correspondientes al modelo en ejes dq son las siguientes [38]:

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -r_s i_{ds} - \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} &= -r_s i_{qs} - \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} v_{dr} &= -r_r i_{dr} - \frac{d\psi_{dr}}{dt} - s\omega_s \psi_{qr} \\ v_{qr} &= -r_r i_{qr} - \frac{d\psi_{qr}}{dt} + s\omega_s \psi_{dr} \\ s\omega_s &= \omega_r \end{aligned} \quad (4.7)$$

Estas ecuaciones se complementan con las ecuaciones de concatenación de flujos de la ecuación (4.8) [38]:

$$\begin{aligned} \psi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} &= L_m i_{ds} + L_r i_{dr} \\ \psi_{qr} &= L_m i_{qs} + L_r i_{qr} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Las magnitudes que intervienen en las ecuaciones (4.6), (4.7) y (4.8), así como en la figura 4.8 son las siguientes:

- v_{ds} y v_{qs} : tensiones estáticas en eje directo y en cuadratura.
- \bar{V}_s : vector espacial de tensión estática.
- i_{ds} y i_{qs} : corrientes estáticas en eje directo y en cuadratura.
- \bar{i}_s : vector espacial de corriente estática.
- v_{dr} y v_{qr} : tensiones rotóricas en eje directo y en cuadratura.

- \bar{V}_r : vector espacial de tensión rotórica.
- i_{dr} y i_{qr} : corrientes rotóricas en eje directo y en cuadratura.
- \bar{i}_r : vector espacial de corriente rotórica.
- ψ_{ds} y ψ_{qs} : flujo en el estator en eje directo y en cuadratura.
- ψ_{dr} y ψ_{qr} : flujo en el rotor en eje directo y en cuadratura.
- ω_r y ω_s : frecuencia angular rotórica y estatórica.
- s : deslizamiento.
- r_s y r_r : resistencia estatórica y rotórica.
- L_m : inductancia de magnetización.
- L_{ls} y L_{lr} : inductancia de dispersión estátorica y rotórica.
- $L_s = L_{ls} + L_m$: inductancia estatórica.
- $L_r = L_{lr} + L_m$: inductancia rotórica.

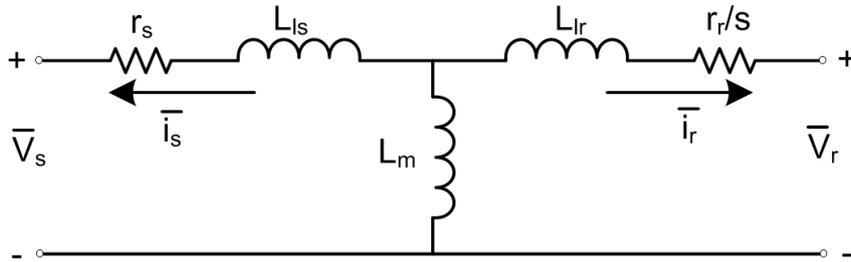


Figura 4.8: Representación de la máquina de inducción

De acuerdo a estudios previamente realizados [38], es posible despreciar los transitorios del estator de la máquina de inducción frente a perturbaciones severas sin pérdida significativa de exactitud cuando se consideran estudios de transitorios electromecánicos:

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_{ds}}{dt} &= 0 \\ \frac{d\psi_{qs}}{dt} &= 0. \end{aligned} \tag{4.9}$$

Por lo tanto, la representación de las ecuaciones del estator del DFIG dadas en (4.6) para estudios de estabilidad pueden asimilarse a un sistema algebraico, de acuerdo a (4.10):

$$\begin{aligned}
v_{ds} &= -r_s i_{ds} - \omega_s L_s i_{qs} - \omega_s L_m i_{qr} \\
v_{qs} &= -r_s i_{qs} - \omega_s L_s i_{ds} + \omega_s L_m i_{dr}.
\end{aligned} \tag{4.10}$$

4.3.3. Control genérico del convertidor del rotor

Se puede observar rápidamente la dependencia existente entre la potencia activa y reactiva desarrollada por el estator del generador y las componentes de la corriente del rotor si son consideradas en el sistema de ecuaciones (4.10) las siguientes hipótesis de trabajo:

- Las pérdidas por efecto Joule en el estator son despreciables, por lo tanto $r_s \approx 0$, lo cual es razonable suponiendo el estudio de máquinas de gran porte.
- Si se elige un marco de referencia donde el eje d sea colineal con la tensión estatórica, y el mismo rote a la velocidad de sincronismo, las componentes de tensión aplicadas al estator del generador serán $v_{ds} = V_s$ y $v_{qs} = 0$.

La potencia activa P_s y reactiva Q_s desarrolladas en el estator de la máquina serán:

$$\begin{aligned}
P_s &= v_{ds} i_{ds} = -\frac{L_m}{L_s} V_s i_{dr} \\
Q_s &= v_{ds} i_{qs} = -\frac{V_s^2}{L_s \omega_s} - \frac{L_m}{L_s} V_s i_{qr}.
\end{aligned} \tag{4.11}$$

La potencia activa (o par) desarrollada por el estator dependerá de la inyección de corriente i_{dr} en tanto que la potencia reactiva dependerá de la inyección de i_{qr} . El control desacoplado de potencia activa y reactiva consistirá por lo tanto en la creación de consignas para ambas corrientes en forma independiente, en función de los requerimientos particulares del control de la turbina, y del sistema de control de tensión/potencia reactiva, que determinará la potencia reactiva a ser desarrollada en función de la política de operación adoptada. A partir de las consignas de corriente, se establecerán las consignas de tensión v_{dr} y v_{qr} que deberán ser impuestas en el rotor de la máquina para poder cumplir con el desempeño previsto y cuya dinámica está dada por la ecuaciones (4.6), (4.7) y (4.8). Para asegurar el control desacoplado de potencias deberá examinarse la relación existente entre las componentes de corriente del rotor. Para dicho propósito, se procederá igual que en el caso del estator, despreciando los transitorios electromagnéticos del rotor³ :

³Dado que a los efectos del objeto de estudio de esta tesis, los transitorios electromagnéticos de la máquina serán despreciados, cabe resaltar que en la etapa de diseño y

$$\begin{aligned}\frac{d\psi_{dr}}{dt} &= 0 \\ \frac{d\psi_{qr}}{dt} &= 0.\end{aligned}\quad (4.12)$$

La ley de Faraday aplicada al rotor (4.7) tendrá la siguiente forma:

$$\begin{aligned}v_{dr} &= -r_r i_{dr} + s\omega_s V_s \frac{L_m}{L_s} - \sigma i_{qr} s\omega_s \\ v_{qr} &= -r_r i_{qr} - \sigma i_{dr} s\omega_s \\ \sigma &= L_r - \frac{L_m^2}{L_s}.\end{aligned}\quad (4.13)$$

Se observa que si bien de la ecuación (4.11) la potencia activa y la potencia reactiva son dictaminadas por i_{dr} e i_{qr} respectivamente, la dinámica de estas componentes de corriente se encuentra acoplada por la Ley de Faraday. Para asegurar el control desacoplado de potencia activa y reactiva se deben utilizar los lazos de transmisión directa según la figura 4.9⁴ que anularán los términos cruzados y permitirán alcanzar el objetivo planteado [8].

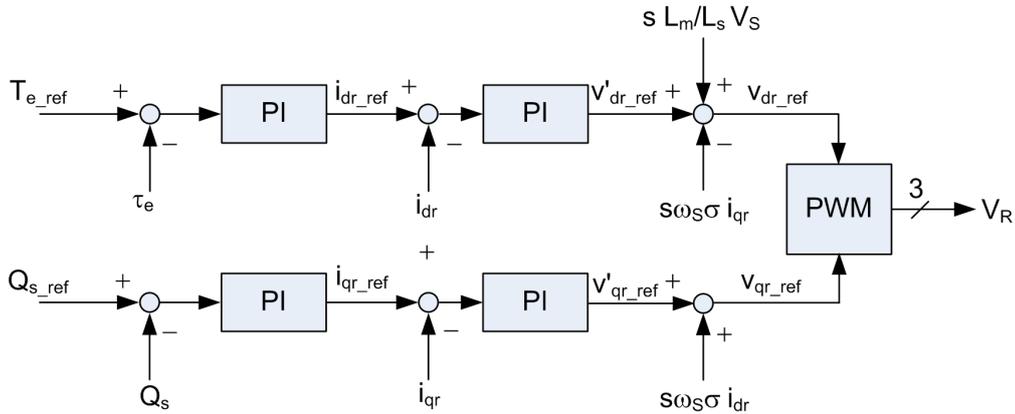


Figura 4.9: Control genérico del convertidor del rotor

De acuerdo a la política de operación de la máquina [5] y de las condiciones particulares de la conectividad del aerogenerador en una red particular, puede ser necesario agregar lazos de control adicionales para cumplir con el desempeño deseado, según la figura 4.10.

sintonización de los controladores no es posible asumir esta hipótesis, ya que la misma podría conllevar a una incorrecta regulación que resulte en la aparición de modos de control con parte real positiva y consecuentemente al funcionamiento inestable de la máquina [35].

⁴Tanto en esta figura como en las que se presentan a continuación, PI refiere a un control proporcional-integral.

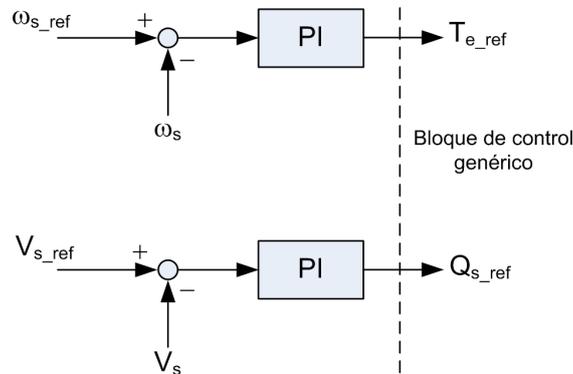


Figura 4.10: Controles adicionales del convertidor del rotor

Típicamente existen dos funciones básicas que se pueden realizar en el convertidor rotórico y que repercutirán en el desempeño en pequeña señal del aerogenerador:

- **PSS:** En el caso expuesto en la figura 4.10, la referencia de potencia activa o par se crea a partir del error de frecuencia de la red respecto su valor nominal, lo cual permitirá atenuar las oscilaciones electromecánicas provenientes de los generadores sincrónicos que serán oportunamente referidos. Esta función se conoce típicamente como PSS-APM [46].
- **Control de tensión:** La referencia de potencia reactiva se crea a partir del error existente entre la tensión en el punto de interconexión de la máquina y la tensión de consigna, usualmente, la tensión nominal.

4.3.4. Control genérico del convertidor de red

Como requisito para la implementación del control descrito en la sección anterior, es imprescindible que la tensión de la barra de continua V_o permanezca en su valor nominal, objetivo que será cumplido por parte del convertidor de red (GSC). Nuevamente basado en el esquema de control vectorial con la tensión en bornes del convertidor orientada al eje directo, la tensión de continua se controlará mediante la regulación de la corriente en eje directo que circula por este convertidor, en tanto que la corriente en eje de cuadratura se mantendrá con consigna nula para no intercambiar potencia reactiva con la red a través de la rama de convertidores y aprovechar la capacidad de los mismos para maximizar la transferencia de potencia activa [5]. En síntesis, el convertidor de red establecerá la corriente en eje directo necesaria para poder mantener la circulación de potencia determinada por el convertidor rotórico, y de esa forma mantener regulada la tensión de la barra de continua. La figura 4.11 presenta el esquema de control genérico

del convertidor de red.

Considerando que la eficiencia del GSC es unitaria, el balance de potencia a través del mismo implicaría que:

$$V_o i_o = v_{dc} i_{dc}. \quad (4.14)$$

Estas magnitudes refieren a la entrada y salida del convertidor del lado de la red:

- V_o : tensión de la barra de continua.
- i_o : corriente continua a la entrada del GSC.
- v_{dc} : tensión en eje directo a la salida del GSC.
- i_{dc} : corriente en eje directo a la salida del GSC.

Si se desprecian los armónicos de orden superior, se puede establecer la transferencia entre la tensión en el bus de continua y la tensión a la salida del GSC como función de m , el factor de modulación del convertidor:

$$\frac{m}{2} V_o = v_{dc}. \quad (4.15)$$

Consecuentemente, sustituyendo (4.15) en (4.14) se obtiene que:

$$i_o = \frac{m}{2} i_{dc} \quad (4.16)$$

Considerando esta expresión, se observa que ejerciendo un control adecuado de la corriente en eje directo i_{dc} se puede controlar la tensión en la barra de continua:

$$C \frac{dV_o}{dt} = \frac{P_r}{V_o} - \frac{m}{2} i_{dc}. \quad (4.17)$$

Dado un nivel de potencia P_r que proviene del RSC, se debe tomar como referencia la componente de corriente en eje directo que permita operar al condensador C a la tensión nominal de la barra de continua.

Por otra parte, dada la orientación vectorial elegida, se tendrá que la potencia reactiva Q_c intercambiada entre el GSC y la red será:

$$Q_c = -v_{dc} i_{qc} \quad (4.18)$$

Por lo cual, si se desea operar a un factor de potencia unitario, se deberá tomar una referencia nula para la componente en cuadratura de la corriente. Conociendo las referencias de corriente necesarias, se debe fijar en función de las mismas cuáles son las componentes de tensión v_{dc} y v_{qc} necesarias para cumplir con los objetivos propuestos. Para ello será necesario

considerar el modelo del filtro de salida del convertidor, el cual está modelado por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -R_f i_{dc} - L_f \frac{di_{dc}}{dt} + \omega_s L_f i_{qc} + v_{dc} \\ v_{qs} &= -R_f i_{qc} - L_f \frac{di_{qc}}{dt} - \omega_s L_f i_{dc} + v_{qc}. \end{aligned} \quad (4.19)$$

En la ecuación (4.19), se tienen los siguientes parámetros y magnitudes:

- v_{ds} y v_{qs} : tensión estática en eje directo y en cuadratura.
- i_{dc} e i_{qc} : corriente a la salida del GSC en eje directo y en cuadratura.
- v_{dc} y v_{qc} : tensión en eje directo y en cuadratura a la salida del GSC.
- R_f y L_f : resistencia e inductancia del filtro de salida del GSC.

Al igual que en el caso del RSC, se compensan los términos de acople entre las ecuaciones diferenciales para independizar el control de las variables de estado asociadas a cada eje.

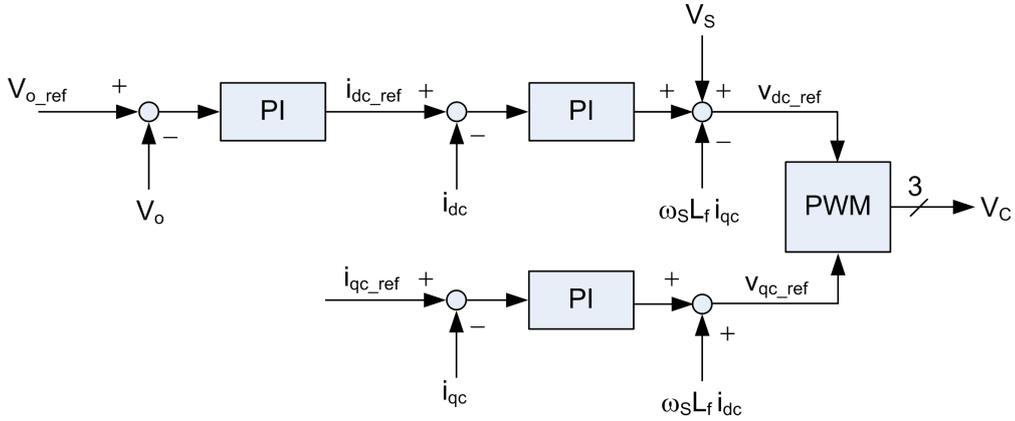


Figura 4.11: Control genérico del convertidor de red

Una posible variante consiste en agregar un lazo de control externo asociado a la corriente i_{qc} y crear la consigna de potencia reactiva necesaria a partir del error de la tensión en el nodo de conexión respecto su valor nominal a efectos de controlar la misma (observar la figura 4.12). Dada la reducida potencia de los convertidores, y la posibilidad de controlar tensión en regímenes no anómalos a través de la inyección de potencia reactiva por intermedio del estator de la máquina de inducción como fue mencionado anteriormente, esta modalidad de control de tensión se utiliza fundamentalmente en caso de detectarse una perturbación severa.

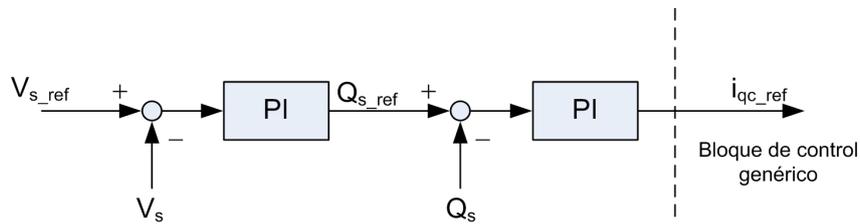


Figura 4.12: Controles adicionales del convertidor de red

4.3.5. Simplificaciones del modelo del DFIG

El modelo presentado de DFIG se puede simplificar si el objeto de estudio es la interacción del mismo con la red eléctrica si se toma en consideración lo siguiente:

- Dado que el control del RSC tiene un ancho de banda muy superior al de los fenómenos dinámicos bajo estudio, al establecerse la consigna de potencia activa (o par) y la consigna de potencia reactiva, la reproducción de las tensiones y corrientes en el rotor requeridas para ello serán instantáneas y libres de contenido armónico.
- La dinámica de la barra de continua es despreciada, considerando que la misma es estacionaria. Este enfoque si bien es utilizado en estudios de estabilidad transitoria, resulta una hipótesis de trabajo discutible en estudios de pequeña señal ya que implica la pérdida de una variable de estado que tiende a absorber las oscilaciones de potencia de la máquina. A pesar de esto, de acuerdo a la referencia [5], esta simplificación implica un escenario más conservador en cuanto al estudio de la estabilidad en pequeña señal, especialmente cuando la máquina es el objeto particular de estudio.

En función de las simplificaciones enunciadas, las componentes de la corriente en el rotor del DFIG, i_{dr} e i_{qr} estarán controladas en forma instantánea por las consignas de potencia activa y reactiva impuestas por el control de la turbina y el operador del generador. Por este motivo, el modelo del DFIG puede simplificarse de acuerdo al circuito presentado en la figura 4.13.

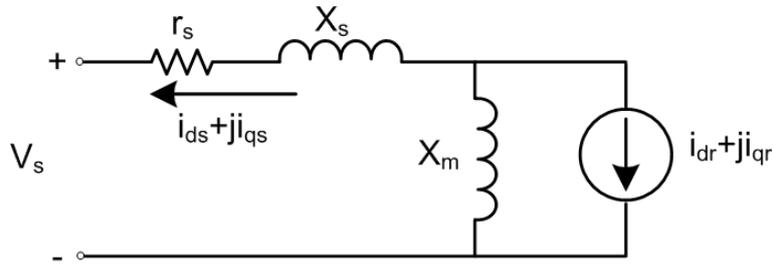


Figura 4.13: Modelo simplificado de DFIG

Dicho modelo puede reducirse a un equivalente Norton, caracterizado por los siguientes parámetros [17]:

$$I = \frac{jX_m (i_{dr} + j i_{qr})}{r_s + j(X_s + X_m)} \quad (4.20)$$

$$X'' = r_s + j(X_s + X_m)$$

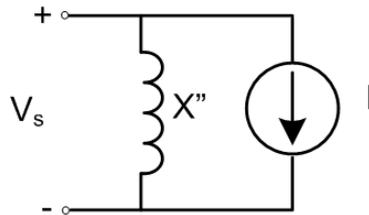


Figura 4.14: Modelo simplificado de DFIG como equivalente Norton

Por lo tanto, a los efectos de los estudios a realizar, el modelo del DFIG utilizado se reducirá a una fuente de corriente controlada en forma instantánea por las consignas impuestas por los controladores de la turbina y del RSC.

4.4. Modelado y control del FC

4.4.1. Principio de funcionamiento

El aerogenerador del tipo FC es una máquina en la cual la interfaz con la red se realiza a través de un convertidor AC/DC/AC de acuerdo a lo que se puede observar en la figura 4.15. En régimen de funcionamiento normal, el convertidor conectado a la máquina controla en forma independiente la potencia activa y reactiva generada a efectos de permitir la optimización de potencia descrita anteriormente y minimizar la generación de potencia reactiva. El convertidor de red se controla de forma de poder mantener la

barra de continua a tensión nominal y regular el factor de potencia, al igual que en el caso del DFIG.

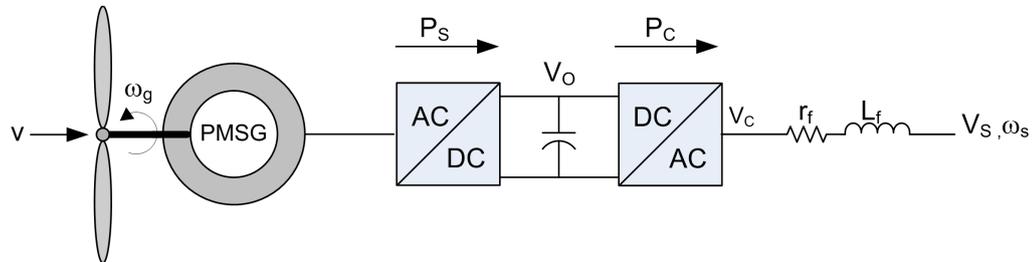


Figura 4.15: Esquema general de un FC basado en un generador de imanes permanentes

En este concepto de aerogeneradores existen las máquinas de acoplamiento directo entre turbina y generador y los generadores vinculados mecánicamente a las turbinas mediante un tren de engranajes al igual que en el caso del DFIG [31]. La diferencia fundamental entre estos se centra en la velocidad de giro. Los aerogeneradores con acoplamiento directo giran a muy baja velocidad produciendo alto par, por lo cual el generador debe ser construido con una gran cantidad de polos. Si bien estos generadores son más voluminosos y costosos, permiten prescindir de la caja multiplicadora.

Dentro de la topología de aerogeneradores de acoplamiento directo se utiliza generalmente el generador de imanes permanentes, el cual no necesita alimentación de circuito de campo, es energéticamente más eficiente por prescindir de caja multiplicadora y es más robusto mecánicamente debido a la ausencia de anillos rozantes. Asimismo, dentro de los aerogeneradores de acoplamiento mediante tren de engranajes se encuentran los generadores sincrónicos convencionales, los generadores de imanes permanentes y los generadores de inducción. Si bien la utilización del generador de imanes permanentes con una sola etapa de multiplicación parece contravenir la ventaja de eliminar el tren de engranajes, al existir una única etapa de multiplicación y el generador tener una menor cantidad de polos que en el caso de acoplamiento directo, esta topología se convierte en una opción atractiva desde el punto de vista constructivo y operativo. Finalmente, se encuentra la máquina de inducción de rotor de jaula que si bien requiere multiplicación de velocidad en varias etapas, presenta la gran ventaja de ser constructivamente muy simple y presentar muy bajos costos de operación y mantenimiento en términos comparativos.

4.4.2. Control del convertidor de red

El modelado y control del GSC de un aerogenerador FC es matemáticamente idéntico al control del GSC del DFIG que ha sido expuesto en la sección 4.3.4. Aún así, cabe destacar tres diferencias con respecto al convertidor de red del DFIG:

- En este concepto de aerogenerador el GSC transmite la totalidad de la potencia generada por la máquina.
- El flujo de potencia activa es unidireccional.
- Al ser el convertidor de una mayor potencia, permite un margen más amplio para intercambiar potencia reactiva con la red, y eventualmente controlar la tensión en el nodo de interconexión.

4.4.3. Simplificaciones del modelo del FC

En el caso particular de este tipo de aerogeneradores, se debe tomar en consideración que al no existir vínculo directo entre el generador y la red debido a la presencia de los convertidores, existe un desacople completo entre la dinámica del aerogenerador y la dinámica de la red si se considera que la tensión de la barra de continua es estacionaria [28]. Esto permite despreciar la dinámica del generador y de la turbina en el modelado, lo cual es una simplificación muy importante considerando la variedad de generadores que particularmente pueden ser utilizados en esta topología.

De acuerdo a estas premisas, el modelo del FC se reduce a considerar la dinámica de su GSC, que al presentar un ancho de banda mucho más alto que los fenómenos electromecánicos de interés, se puede modelar como una fuente de corriente cuyas componentes en eje directo y en eje de cuadratura son controladas en forma instantánea por las respectivas órdenes del controlador de la turbina y el control de inyección de potencia reactiva o tensión implementado.

4.5. Modelado de parques eólicos

Hasta el momento, se ha tratado el modelado de aerogeneradores de velocidad variable a los efectos de la realización de estudios de estabilidad en pequeña señal. En esta sección se tratará el modelado de los parques eólicos como entidad que interactúa con la red eléctrica, lo cual implica considerar el modelado del sistema de potencia del parque eólico y el desempeño del control central de potencia activa y reactiva.

4.5.1. Arquitectura eléctrica de parques eólicos

Como fue mencionado previamente, el modelado de las plantas de generación eólica para estudios de estabilidad en pequeña señal se efectuará con los modelos estandarizados de la WECC, o modificaciones realizadas sobre estos modelos. En la figura 4.16 se explicita el modelo adoptado, el cual tendrá las siguientes características:

- Los aerogeneradores se modelarán en forma agregada, es decir, serán representados mediante un solo aerogenerador cuya potencia equivale a la potencia instalada de todo el parque.
- Los transformadores elevadores de baja tensión a media tensión serán modelados como un solo transformador cuya potencia equivale a la sumatoria de las potencias de los transformadores instalados.
- No se tomará en consideración el modelado de la red de distribución interna del parque eólico. Si bien existen referencias [37] donde se indican valores típicos de impedancias para parques eólicos de una potencia similar a la que se estudian en esta tesis, los mismos son dependientes del proyecto físico particular de cada parque eólico.
- Se supondrá que los parques eólicos poseen la capacidad de suministrar la potencia reactiva suficiente a partir de los convertidores de los aerogeneradores para poder cumplir los códigos de red impuestos, sin necesidad de agregar dispositivos adicionales de compensación dinámica de potencia reactiva, como ser STATCOMs o SVCs, los cuales no serán considerados.
- Los parques eólicos se interconectan a la red mediante un transformador elevador situado en la estación colectora el cual se encuentra vinculado al punto de interconexión con la red mediante una línea o cable subterráneo que se considerará lo suficientemente corto como para que su impedancia pueda ser despreciada.

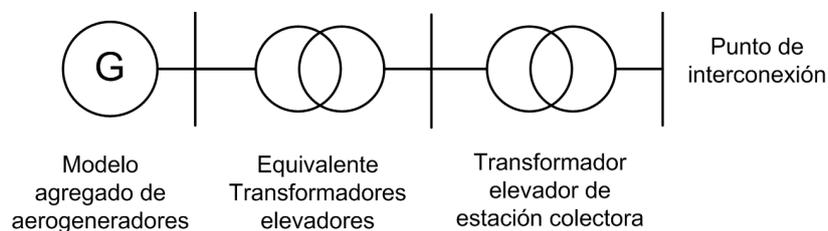


Figura 4.16: Modelo de parque eólico

4.5.2. Modelado del centro de control del parque eólico

La estrategia de control desacoplado de potencia activa y reactiva referida anteriormente es posible aplicarla sobre los aerogeneradores a partir de las órdenes que reciben desde el centro de control del parque eólico. En la figura 4.17 se indica el caso particular de un parque eólico basado en aerogeneradores DFIG. Sin pérdida de generalidad, esta figura es representativa también de la forma de control para los parques FC, con la salvedad que el comando de potencia reactiva se realiza directamente mediante una componente de corriente.

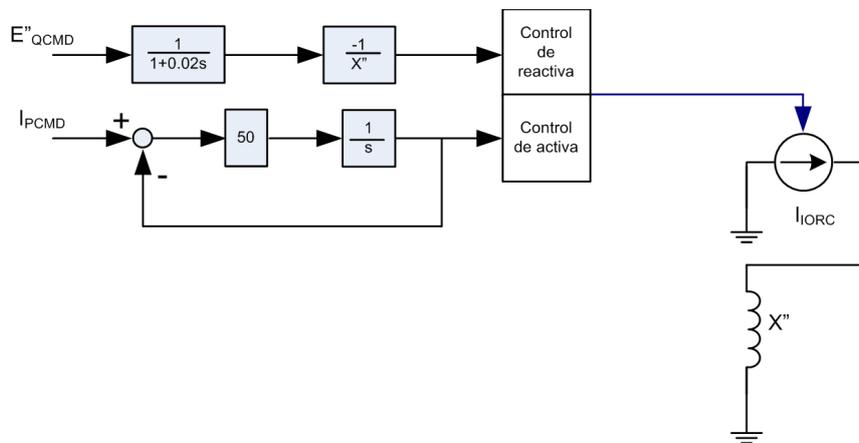


Figura 4.17: Modelo de parque eólico DFIG

En este diagrama de bloques se excluye expresamente el bloque que controla el comando de potencia activa frente a huecos de tensión. En las siguientes secciones se describirán los criterios utilizados por los centros de control de los parques eólicos para la creación de las consignas de potencia activa I_{Pcmd} y de potencia reactiva E''_{Qcmd} , las cuales surgen del control desacoplado de potencia activa y reactiva que fue estudiado previamente.

Control de potencia reactiva o tensión

El incremento de generación eólica en el sistema de potencia, desplazando la generación sincrónica convencional conlleva a problemas de regulación de tensión debido a la fluctuación de la fuente primaria. La capacidad de desacoplar la producción de potencia activa y reactiva referida en capítulos anteriores permite la implementación de un control central del parque eólico que dicta las referencias de potencia reactiva o tensión a cada aerogenerador que lo constituye de forma tal que sea posible controlar el intercambio de potencia reactiva con la red o el nivel de tensión en el punto de interconexión [33].

En particular, existen diversas variantes para implementar el control de tensión en el nodo de interconexión de los parques eólicos. En función de la forma de control utilizada, los retardos de comunicación entre cada aerogenerador y el control central podrían derivar en problemas de estabilidad si la potencia de cortocircuito de la red es baja en términos relativos al parque eólico instalado, y si la ganancia de los controladores involucrados en el lazo no está correctamente sintonizada. Este efecto será despreciado en los modelos adoptados, suponiendo entonces que los retardos de comunicación y las potencias de cortocircuito en los nodos de interconexión son aceptables, y por lo tanto, no existirán problemas de estabilidad producto de estos fenómenos.

Existen varias modalidades de despacho de potencia reactiva por parte de los parques eólicos en función de la política de operación impuesta por los operadores de la red de transmisión. Las mismas son contempladas en los modelos genéricos del paquete de software DSATools [15], basados en los desarrollos de WECC y GE. En las figuras 4.18 y 4.19 se puede observar las diferentes modalidades de control en el lazo de potencia reactiva:

- Control de potencia reactiva despachada por el parque.
- Control de factor de potencia del parque.
- Control de tensión en el punto de interconexión con la red.

Para todas las modalidades de control mencionadas, es posible agregar un lazo de control rápido dentro del control de potencia reactiva que compare la tensión de referencia con la existente en bornes del generador de forma tal que frente a una variación importante de tensión en el parque, se genere un error que permita crear un comando de reactiva en forma suficientemente rápida, mejorando la respuesta del control frente a perturbaciones severas [16].

De acuerdo al modo de control elegido y al tipo de aerogenerador en cuestión, se crea la consigna E_{Qcmd}'' ó I_{Qcmd} .

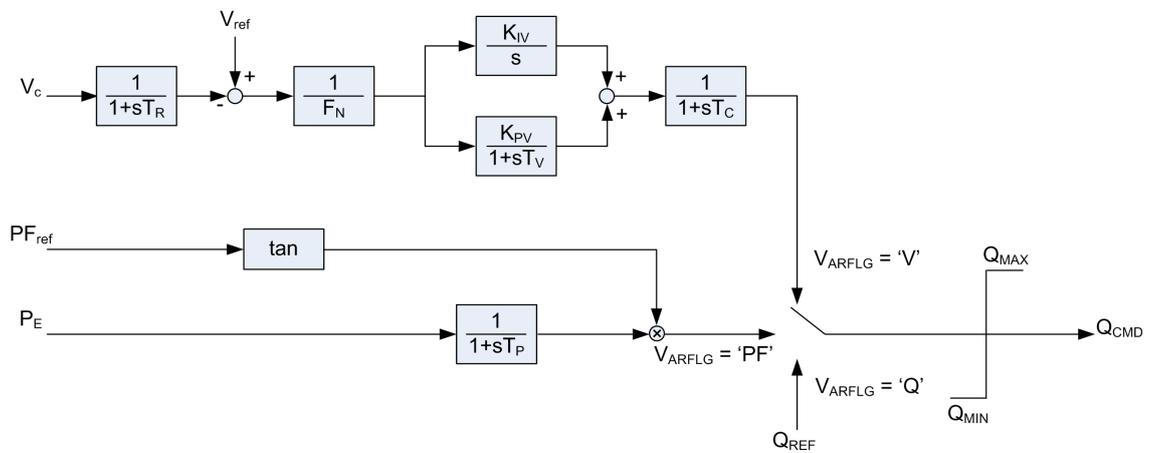


Figura 4.18: Creación de la consigna de potencia reactiva

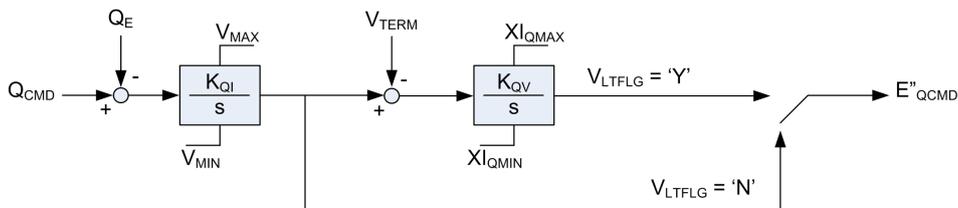


Figura 4.19: Creación de la consigna de tensión

Es importante notar que el modelado de control de tensión adoptado para el nodo de interconexión es del tipo centralizado, esto significa que a cada aerogenerador se le envía una consigna de potencia reactiva, con lo cual, en el esquema genérico de control presentado en la figura 4.9 la consigna de potencia reactiva es impuesta por el control central del parque eólico.

Control central de potencia activa

El control central de potencia activa en parques eólicos presenta las mismas características generales de control establecidas previamente en el presente capítulo. El control de la turbina de los aerogeneradores trabajará de forma tal que se extraiga la mayor cantidad de potencia posible del viento sin sobrepasar la velocidad y par nominal del generador y la turbina. Una fracción de la potencia extraída por la turbina será almacenada en el rotor del aerogenerador, en forma de energía cinética y el resto será volcada a la red.

La velocidad de rotación de referencia está precalculada por una tabla potencia-velocidad, que contempla los objetivos de extracción de potencia y

restricciones presentados, según se indica en la figura 4.20.

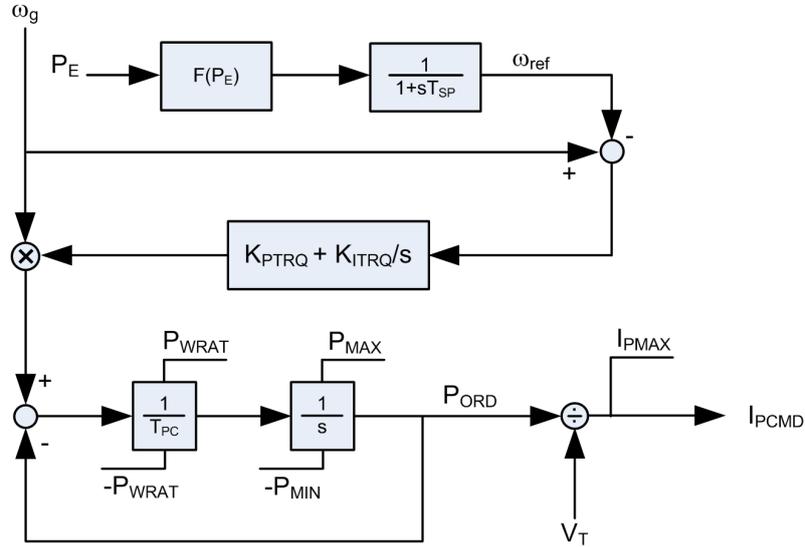


Figura 4.20: Creación de consigna de corriente activa

Respecto al modelo de control de ángulo de paso en una turbina individual, y considerando el modelo agregado de aerogeneradores de un parque, se debe recalcar que el modelo desarrollado y validado por la WECC (e implementado en la plataforma DSAT) es una aproximación que resulta del compromiso entre la sencillez de modelado y la exactitud de los resultados evaluados para simulaciones temporales. Por este motivo, los lazos de control y de compensación expuestos en la figura 4.21 se encontrarán siempre presentes independientemente del punto de operación de los aerogeneradores. Esto implica que la modalidad de conmutación de controladores para optimizar el desempeño de la turbina en diferentes regiones de velocidad de viento implementada físicamente, la cual es documentada en detalle en [29], no es contemplada por este modelo. Este hecho dará lugar a la aparición de modos oscilatorios de origen mecánico aún en el caso en que los aerogeneradores trabajen en bajas velocidades.

En regiones de baja velocidad de viento, donde la orden de potencia a ser generada P_{ORD} es menor que la potencia de consigna P_{SET} (supuesta como potencia nominal en primera instancia), el lazo de compensación amplificará un error de signo negativo que saturará el lazo de control interno de β a cero, con lo cual, en regiones de bajas velocidades el ángulo de paso será nulo. Conjuntamente con la tabla precalculada de potencia-velocidad, donde se crea la referencia de velocidad de rotación para trabajar sobre la velocidad específica óptima, esta modalidad de control garantiza la máxima

extracción de potencia de la turbina. En caso de trabajar en la región de alta velocidad de viento, donde existirán sobretiros de potencia generada, el lazo de compensación se utiliza para aumentar la velocidad de respuesta del control de ángulo de paso.

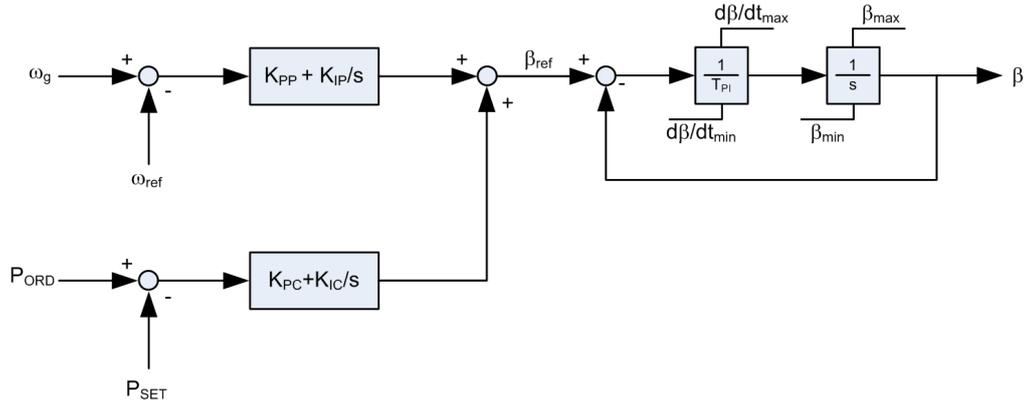


Figura 4.21: Control de ángulo de paso

Asimismo, es posible establecer mediante un control externo la potencia de consigna P_{SET} , conocido como APC. Esto permite controlar la potencia máxima P_{ORD} que puede ser generada por el parque eólico (por encima o por debajo de la potencia nominal) y responder frente a excursiones de potencia producidas por rechazos de carga o desconexión de unidades generadoras. Adicionalmente a esta forma de control es posible responder a eventos de subfrecuencia producidos por pérdida de unidades generadoras mediante un sistema de control suplementario como WindINERTIATM de GE donde se establece una señal de potencia adicional a P_{ORD} que permite inyectar a la red parte de la energía almacenada en el rotor del aerogenerador. Es importante notar que el control WindINERTIATM establece una orden de variación de potencia directamente sobre el convertidor del lado de la máquina, lo que permite una respuesta rápida frente a transitorios bruscos utilizando la energía cinética almacenada en el eje del aerogenerador, en cambio el APC actúa sobre la variación de la extracción de potencia de la turbina, con lo cual, su dinámica es sensiblemente más lenta debido a que su implementación depende de la variación de ángulo de paso de la pala.

Capítulo 5

Estabilizadores de Potencia en Parques Eólicos

5.1. Introducción

En los capítulos anteriores ha sido discutido el efecto que produce la incorporación de potencia de origen eólico sobre las centrales de generación convencionales. Uno de los aspectos más influyentes radica en la alteración de los puntos de operación de los generadores sincrónicos, teniendo como consecuencia los cambios en el par sincronizante y amortiguador de dichas máquinas, lo que repercute directamente en el amortiguamiento de los modos de oscilación. Dado que esta influencia puede ser tanto beneficiosa como perjudicial dependiendo de las condiciones operativas y la arquitectura particular de la red bajo análisis, es necesario considerar la implementación de PSS en los aerogeneradores como estrategia para mejorar el amortiguamiento de modos oscilatorios que puedan verse afectados negativamente por la inclusión de generación eólica. En particular, en este trabajo se abordará el estudio de implementación de PSS en parques eólicos del tipo FC dado que al presentar un desacople total con la red, cuentan con el beneficio de no tener la limitación impuesta por la degradación del amortiguamiento del modo torsional presente en los parques del tipo DFIG, problema que ha sido abordado por diferentes autores, por ejemplo [46], [22], [18] entre otros.

Los aerogeneradores de velocidad variable presentan la particularidad de desacoplar la velocidad de rotación de las máquinas respecto la frecuencia de la red gracias a la inclusión de convertidores. En un caso genérico, tal como fue abordado en el capítulo 4, el sistema de control del sistema eléctrico está conformado por dos lazos: un lazo de potencia activa y otro de potencia reactiva cuyas consignas en estado de régimen se encuentran exclusivamente dictaminadas por las estrategias de operación establecidas por el control de la turbina a efectos de optimizar la extracción de potencia de la turbina e

intercambiar el mínimo nivel de potencia reactiva. En estos casos generales, los aerogeneradores no participan en el intercambio de potencia oscilante con la red, salvo por la modificación de los puntos de operación de los generadores sincrónicos, situación que se revierte al considerar la inclusión de estabilizadores de potencia en sus lazos de control. La implementación de un PSS en un parque eólico supone la adición de una señal externa a las variables que intervienen en los lazos de control del aerogenerador, permitiendo inyectar una potencia oscilante frente a la ocurrencia de perturbaciones, de forma que contrarreste oscilaciones mal amortiguadas que se deseen corregir.

La implementación de PSS en aerogeneradores de velocidad variable puede clasificarse según dos niveles de actuación [46]:

- **Control mecánico:** a través de la regulación del ángulo de paso de la turbina, lo que produce que la extracción de potencia eólica presente una componente oscilatoria que será inyectada posteriormente a la red para compensar las oscilaciones a ser amortiguadas.
- **Control eléctrico:** a través de la adición de señales proporcionales a magnitudes externas en los lazos de control, modulando la potencia activa y reactiva a ser inyectadas a la red mediante la modificación de las consignas de potencia.

En el presente trabajo se abordará el estudio de la implementación de PSS a nivel del sistema eléctrico y no se tomará en consideración la implementación de PSS a nivel del control del sistema mecánico.

Fundamentalmente son dos las razones para descartar la implementación a nivel mecánico:

1. Desvía a la turbina del punto óptimo de extracción de potencia a una velocidad de viento dada, disminuyendo la eficiencia del aerogenerador.
2. El servomecanismo que controla el ángulo de paso de la turbina tiene una constante de tiempo del orden de segundos debido a la inercia de las palas. Al ser inherentemente lento, solamente sirve para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia, lo cual de por sí condiciona su implementación a un espectro de frecuencias muy acotado.

Asimismo, el control a nivel eléctrico presenta las siguientes ventajas:

1. Dado que actúa a nivel de las consignas de potencia a ser inyectadas a la red, no afecta el proceso de extracción de potencia del viento permitiendo la implementación de la estrategia de MPPT y extrayendo la potencia necesaria a inyectar de la energía almacenada en los rotores de los aerogeneradores.

2. El tiempo de respuesta es del orden de milisegundos, motivo por el cual es posible amortiguar oscilaciones electromecánicas en un amplio rango de frecuencias.
3. Puede ser implementado tanto dentro del lazo de control de potencia activa (APM-PSS) o de potencia reactiva (RPM-PSS) o de ambos (HPM-PSS) aprovechando el control desacoplado referido en capítulos anteriores.

Particularmente, en este trabajo se propone un diseño de PSS que se basa en la modulación de potencia activa.

5.2. Objetivo particular e hipótesis de trabajo

Como fue estudiado en la sección 3.5.4, en el sistema de la figura 3.11, el consumo o inyección de potencia reactiva por parte de los generadores sincrónicos repercute en forma contrapuesta en el amortiguamiento de los modos de oscilación estudiados. Esta situación compromete el desempeño del sistema, dado que por las razones físicas ya explicadas, incrementa el amortiguamiento de uno de los modos de oscilación a costa del decremento del otro.

Dada esta situación, se considerará una modificación del sistema referido, presentándose en la figura 5.1 una forma de implementar un estabilizador en el parque eólico que permita incrementar simultáneamente el amortiguamiento de los dos modos de oscilación. En el esquema propuesto, se tomará la potencia de salida de la central generadora del área 2 como entrada del PSS a modelar en el parque eólico. Esto es físicamente posible mediante la utilización de PMUs. Los PMUs son dispositivos que forman parte de un sistema de medición global (WAMS), que miden magnitudes eléctricas en diferentes puntos de la red utilizando una base de tiempo común. Esto permite disponer de medidas en cualquier punto de la red en tiempo real, a efectos de su utilización para el monitoreo y control del sistema eléctrico [12].

Las hipótesis que serán realizadas a efectos del modelado y simulación del PSS en aerogeneradores son las siguientes:

- Los parques eólicos sobre los cuales se implementa la función PSS están compuestos por máquinas de idéntica tecnología y se desprecia las posibles interacciones existentes entre las mismas. Esto permite modelar cada parque eólico mediante un solo aerogenerador equivalente, de la forma en que fue referenciado en el capítulo 4. En este caso, se estudiará la implementación de PSS en parques basados en aerogeneradores FC, como fue referido anteriormente.

- Se supondrá que los parques se encuentran trabajando con una velocidad de viento que permite inyectar la potencia nominal a la red y que dicha velocidad se mantiene constante en el lapso que se produce la perturbación.

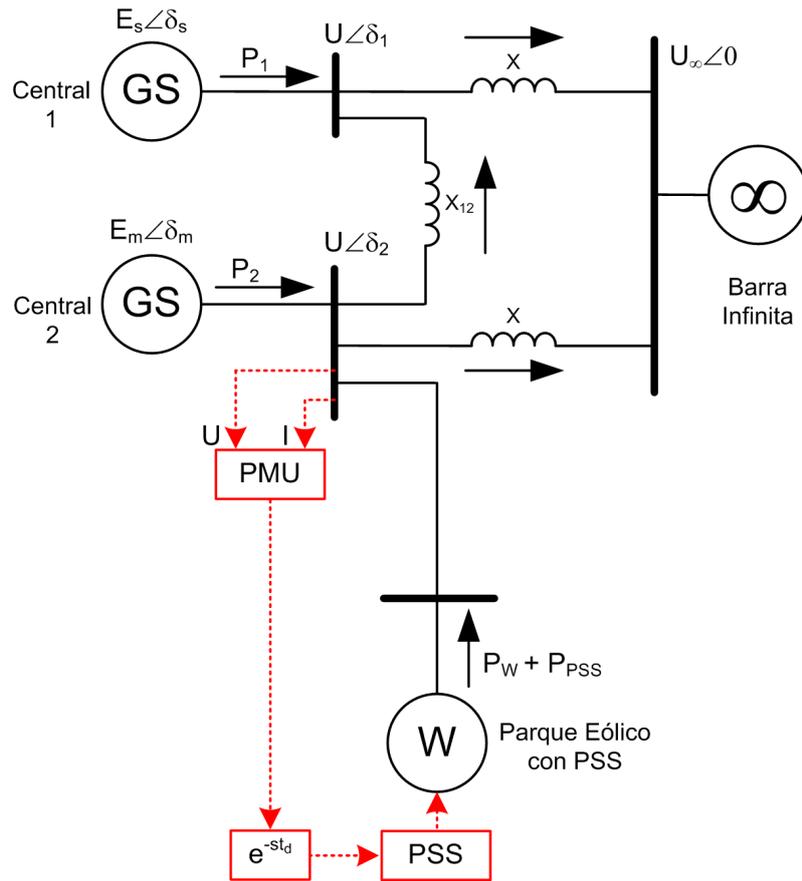


Figura 5.1: Sistema de 3 áreas con generador eólico equipado con PSS en área 2

A efectos de modelar el PSS propuesto, se ha modificado el modelo genérico de parque eólico FC desarrollado por GE y WECC implementado en DSATools.

Los desarrollos teóricos que se realizarán en este capítulo serán validados para el caso particular de la porción del sistema uruguayo constituido por las centrales Baygorria (área 1), Terra, Palmatir y Agua Leguas (área 2). Dichos estudios se desarrollarán profundamente en el capítulo 8.

5.3. Diseño del PSS eólico

5.3.1. Modificación del sistema de control de potencia activa

En la figura 5.2 se puede observar el modelo del lazo de control de potencia activa en un parque eólico basado en aerogeneradores FC con la correspondiente inserción del PSS, el cual adiciona una componente a la orden de potencia activa a inyectar proporcional a la potencia activa del generador sincrónico del área 2. Dicha implementación es plausible mediante la utilización de PMUs.

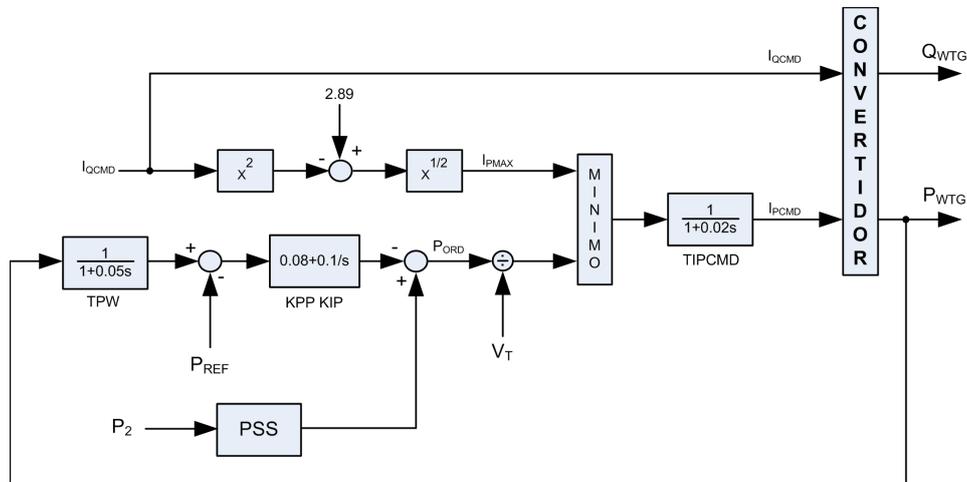


Figura 5.2: PSS en FC

El objetivo que se persigue consiste en que los parques eólicos que se interconecten a la barra del área 2 participen activamente en el intercambio de potencia activa que desarrolla el generador sincrónico de esta área con el generador del área 1. Gracias a la referencia adicional de potencia propuesta, el parque eólico emulará el comportamiento modal del generador sincrónico 2 en caso de existir perturbaciones que aparten a éste último de su punto de equilibrio, sin inyectar componentes oscilantes de potencia en régimen. Como consecuencia, habrá un aumento de inyección de potencia oscilante al sistema eléctrico proveniente de la energía cinética almacenada en los ejes de los aerogeneradores, pero sin existir un aumento neto de la inercia del sistema eléctrico debido al desacople efectuado por parte de los convertidores electrónicos.

Es importante observar que el modelo adoptado prioriza la inyección de potencia reactiva frente a la inyección de potencia activa en caso de producirse una perturbación severa, lo cual permite que el parque eólico se ajuste a los códigos de red actualmente vigentes. Esto implica, tal como se explica en [46] que en caso que exista una falta muy cercana al parque

eólico, éste aportará en primera instancia el mayor nivel de potencia reactiva posible para intentar aumentar el nivel de tensión en los nodos cercanos, y recién cuando la falta sea despejada, el control del PSS podrá actuar para aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia originadas por la perturbación.

5.3.2. Fundamento teórico

De acuerdo a lo estudiado previamente en la sección 3.5.4, la evolución de los ángulos de los generadores está regida por el conjunto de las expresiones dadas por (3.17) y (3.18). En el caso que se modele la inclusión de un PSS en el parque eólico, se debe tomar en consideración que el mismo inyectará una componente oscilante de potencia activa en caso de producirse perturbaciones, lo cual deberá reflejarse en la linealización del sistema. En función de esta modificación estructural del sistema de control de los aerogeneradores, un parque eólico equipado con un PSS no es posible catalogarlo como una fuente estática de producción de potencia.

Según esta perspectiva, la potencia inyectada por parte del parque eólico podrá descomponerse en dos términos: uno de potencia constante no oscilante, y un término oscilante que dependerá de la referencia que se tome en consideración, en este caso en particular, la potencia inyectada por parte del generador sincrónico 2, P_2 , la cual depende del ángulo interno de dicho generador y del ángulo de la tensión de la barra que interconecta el mismo al sistema eléctrico. Como se recalca en la ecuación (5.1), la componente oscilante solamente se considerará en caso de existir perturbaciones, y su valor en régimen permanente será nulo.

$$\begin{aligned} P_W &= P_{W0} + P_{PSS}(\delta_m, \delta_2) \\ P_{PSS}(\delta_m(0), \delta_2(0)) &= 0. \end{aligned} \quad (5.1)$$

Reescribiendo las expresiones de (3.18), se obtiene que:

$$\begin{aligned} \frac{E_s U}{X_s} \text{sen}(\delta_s - \delta_1) &= \frac{U U_\infty}{X} \text{sen} \delta_1 + \frac{U^2}{X_{12}} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) = P \\ \frac{E_m U}{X_s} \text{sen}(\delta_m - \delta_2) + P_{W0} + P_{PSS}(\delta_m, \delta_2) &= \frac{U U_\infty}{X} \text{sen} \delta_2 + \frac{U^2}{X_{12}} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) \end{aligned} \quad (5.2)$$

Linealizando el sistema en el entorno de un punto de equilibrio, al igual que fue realizado en la ecuación (3.22) se llega a la siguiente descripción:

$$\begin{aligned}
k_1 (\delta_s - \delta_1) &= k_{s1}\delta_1 + k_i (\delta_1 - \delta_2) \\
k_2 (\delta_m - \delta_2) + G (\delta_m - \delta_2) &= k_{s2}\delta_2 + k_i (\delta_2 - \delta_1) \\
M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s &= -k_1 (\delta_s - \delta_1) \\
M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m &= -k_2 (\delta_m - \delta_2)
\end{aligned} \tag{5.3}$$

El término G representa la ganancia del término de potencia oscilante para el punto de equilibrio sobre el cual se realiza la linealización del sistema bajo estudio. Las expresiones (5.3) permiten observar más claramente que el parque eólico ahora participará activamente en el intercambio de potencia activa, emulando el comportamiento modal del generador 2. Expresando δ_1 y δ_2 en función de δ_m y δ_s , y además, considerando que el enlace es débil (k_i suficientemente pequeño respecto a los demás términos), se obtendrán las ecuaciones de movimiento de los generadores:

$$\begin{aligned}
M\ddot{\delta}_s + D\dot{\delta}_s + \frac{kk_s}{k+k_s}\delta_s - \frac{kk_i(G+k)}{(k_s+k)^2 + G(k_s+k)}\delta_m &= 0 \\
M\ddot{\delta}_m + D\dot{\delta}_m + \frac{kk_s}{k+k_s+G}\delta_m - \frac{k^2k_i}{(k_s+k)^2 + G(k_s+k)}\delta_s &= 0
\end{aligned} \tag{5.4}$$

Es importante observar que si G tiende a cero, las ecuaciones (5.4) tienden a las respectivas ecuaciones de (3.27) y el parque eólico no inyectará potencia oscilante frente a perturbaciones. Por otra parte, para un valor no nulo de G , la potencia inyectada por el parque eólico en el transitorio, se obtiene que:

$$P_W = \frac{2kk_sG}{(k_s+k)^2 + (k_s+k)G}\delta_m - \frac{kk_iG}{(k_s+k)^2 + (k_s+k)G}\delta_s. \tag{5.5}$$

Se debe notar que si bien el parque eólico no aporta inercia al sistema, sí aporta potencia oscilante al igual que las centrales 1 y 2. Se puede observar que existe un valor asintótico de potencia oscilante que el parque aerogenerador puede inyectar cuando el valor de G es alto, dado por la ecuación (5.6):

$$P_W = \frac{2kk_s}{k_s+k}\delta_m - \frac{kk_i}{k_s+k}\delta_s. \tag{5.6}$$

Por lo tanto, para un valor suficientemente alto de G , el generador 2 tenderá a desacoplarse del generador 1, lo cual está manifestado en el debilitamiento del término cruzado en δ_s de la segunda ecuación de (5.4). Al mismo tiempo es importante puntualizar que en el caso del generador 1, si bien el par sincronizante no varía con la inclusión del parque aerogenerador en la zona 2, puede existir un aumento en el término cruzado en δ_m cuando

G aumenta su valor. Dado que el intercambio de energía entre el generador 2 y el generador 1 disminuye al aumentar G , se concluye que el parque eólico se encontrará participando activamente de los modos oscilatorios del sistema, liberando parcialmente al generador 2 de intercambiar energía con el generador 1.

De acuerdo al análisis cualitativo expuesto y considerando las limitaciones del mismo en función de las hipótesis que fueron realizadas para su desarrollo, se puede inferir que la inclusión de un PSS en el parque eólico mejoraría en forma simultánea el amortiguamiento de los modos comunes e interárea para el caso analizado, lo cual será verificado en el capítulo 8.

Los aspectos más importantes de este modelo son los siguientes:

1. El parque eólico puede sustituir parcialmente al generador 2 en el intercambio de energía con el resto del sistema, lo que implicará un aumento en el amortiguamiento de los modos de oscilación.
2. Dado que el parque eólico no está vinculado electromecánicamente a la red, no sufrirá problemas de estabilidad siempre y cuando la inyección de potencia activa y su derivada se encuentren debidamente acotadas por el sistema de control correspondiente.

5.3.3. Limitaciones de la descripción

La descripción de funcionamiento del PSS propuesto se ha realizado en base a una red muy simple, que si bien a efectos de comprender su funcionamiento es conveniente, no es representativa de una situación realista. Para modelar el PSS propuesto de una forma correcta, se debe realizar una serie de puntualizaciones:

- Al estudiarse un sistema de tres áreas donde una de ellas es una barra infinita, se debe considerar que una reducción en la actividad oscilatoria del generador 2 respecto al generador 1 no implica necesariamente una reducción de su actividad oscilatoria para con el resto del sistema eléctrico. En un caso general, el generador 2 podrá participar en modos oscilatorios que involucren otros generadores sincrónicos del sistema eléctrico, lo cual se verá reflejado en las oscilaciones que presente el parque eólico en mayor o en menor medida. Es decir, implícitamente se asume que los modos oscilatorios estudiados son los que dominan la respuesta dinámica de los generadores 1 y 2.
- Considerando un caso general, los parques eólicos se conectan al resto del sistema a través de los transformadores elevadores y líneas de alta tensión con sus respectivas impedancias. Por lo tanto, existirá un

defasaje entre las tensiones de los puntos de interconexión de la central sincrónica 2 y el parque eólico, el cual no ha sido considerado en el análisis. Para que el funcionamiento expuesto sea válido, se debe realizar una compensación de fase adecuada que permita asegurar que la potencia oscilante que inyecta el parque eólico esté en fase con la potencia oscilante de la central sincrónica en el nodo de interconexión de la misma. De otra forma, no será posible que el parque eólico contribuya a mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones como ha sido planteado.

- En consistencia con el punto anterior, en la etapa de diseño debe contemplarse los retardos producidos por los bloques que forman parte del modelado de los parques eólicos y el retardo producido por la PMU en captar y procesar la señal remota de potencia que sirve de entrada para el PSS, el cual es del orden de los 100ms, de acuerdo a [13].
- El diseño y desempeño del PSS descrito será dependiente de la tecnología de aerogenerador utilizado. En caso que el PSS se implante en un parque eólico basado en aerogeneradores del tipo DFIG, la inclusión del PSS en el lazo de control de potencia activa repercutirá en una modificación en el amortiguamiento del modo torsional de los aerogeneradores como ya fue referido. Por otra parte, en caso que los aerogeneradores sean del tipo FC, este problema no necesita ser considerado al existir un desacople total entre la red eléctrica y el generador, por lo cual la tarea de implementación resulta más sencilla.
- El PSS propuesto amortiguará las oscilaciones de los generadores sincrónicos provocando oscilaciones de potencia activa en los aerogeneradores que no se encuentran presentes en las condiciones operativas usuales. Esta potencia oscilante estará limitada por las restricciones de máxima potencia y máxima derivada de potencia impuesta por el sistema de control del parque eólico.

Dado que el PSS tomará acciones correctivas en caso que existan desviaciones del punto de operación de régimen permanente en caso que la perturbación sea severa, debe sintonizarse el PSS tomando en cuenta que el exceso de potencia que se solicita a los aerogeneradores para contribuir al amortiguamiento del sistema tendrá como contrapartida un importante nivel de oscilación en la potencia de los mismos que eventualmente se encontrará limitada por las restricciones de máxima potencia a ser inyectada y máximo crecimiento de la potencia durante la perturbación, por lo cual, un mejor nivel de amortiguamiento para las centrales sincrónicas involucradas tendrá como desventaja para los aerogeneradores una mayor fluctuación en la potencia de salida en caso de producirse perturbaciones de importante entidad.

5.3.4. Diseño del PSS

De acuerdo a lo expuesto con anterioridad, el PSS propuesto se basa en adicionar una componente de potencia en fase a la producida por la central sincrónica 2 en el punto de interconexión de esta última a la red, a efectos de colaborar en la participación en los modos de oscilación comunes e interárea, liberando a la central 2 de las oscilaciones que ocurrirían en forma natural si el parque eólico no se encontrara operativo.

El PSS modelado se observa en la figura 5.3. El mismo consistirá en la concatenación de un bloque de retardo para modelar el PMU, una ganancia, un *wash out* para eliminar la contribución del PSS en régimen permanente y una serie de compensadores tipo *lead-lag* para aportar la fase necesaria.

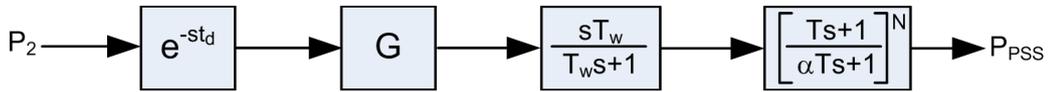


Figura 5.3: Estructura del PSS

La función de transferencia correspondiente para el PSS será la siguiente:

$$G_c(s) = G e^{-st_d} \left(\frac{sT_w}{T_w s + 1} \right) \left(\frac{Ts + 1}{\alpha Ts + 1} \right)^N \quad (5.7)$$

El diseño del PSS debe elaborarse en función de las siguientes premisas de trabajo:

- El valor del retardo para el modelado del PMU, t_d será del orden de 100ms [13].
- La constante del *wash out* estará en el orden de los 10s de forma de eliminar la acción del PSS en régimen, pero permitiendo el pasaje de componentes de frecuencia asociada a los modos oscilatorios involucrados.
- El compensador se diseñará para proveer el defasaje necesario que permita alinear la potencia oscilante del parque eólico con la potencia la central 2 en el punto de interconexión de la misma, para la frecuencia de interés.
- La ganancia G se deberá ajustar de forma que frente a una perturbación severa, el parque eólico presente un nivel de oscilaciones de potencia que no sean dañinos para el mismo, y que al mismo tiempo, permitan alcanzar una amortiguación adecuada para el modo afectado. Este paso es el último para el diseño del PSS.

El compensador se diseña de acuerdo a los criterios clásicos de control lineal [39], [45]. Para ello se debe calcular mediante la utilización del programa SSAT el defasaje existente θ_{PSS} entre la señal de entrada del PSS y la potencia de salida del parque eólico a la frecuencia de interés ω_i . En función de este defasaje se calculará la cantidad \mathbf{N} de compensadores del tipo *lead-lag* necesarios para alinear la potencia de salida del parque eólico con la potencia de la central 2 en el punto de interconexión:

$$\begin{aligned}\theta_{PSS} \leq 60^\circ &\rightarrow N = 1 \\ \theta_{PSS} \leq 120^\circ &\rightarrow N = 2 \\ 120^\circ < \theta_{PSS} \leq 180^\circ &\rightarrow N = 3\end{aligned}\tag{5.8}$$

Dado el valor N , se calculan los parámetros α y T :

$$\alpha = \frac{1 - \text{sen}\left(\frac{\theta_{PSS}}{N}\right)}{1 + \text{sen}\left(\frac{\theta_{PSS}}{N}\right)}\tag{5.9}$$

$$T = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}}\tag{5.10}$$

Por lo tanto, conociendo el ángulo de defasaje entre la potencia activa que inyecta el parque eólico y la potencia de salida del generador sincrónico 2, θ_{PSS} para la frecuencia del modo que se desea amortiguar, se debe diseñar el compensador de fase teniendo en cuenta los retardos inherentes al PMU y el filtro pasa altos. Superada esta etapa de diseño, resta ajustar los valores de G de forma tal que el amortiguamiento alcance un valor razonable de acuerdo a los objetivos propuestos y simultáneamente que la respuesta transitoria del parque eólico frente a una perturbación severa no presente niveles de oscilación de potencia que resulten peligrosos para los aerogeneradores del mismo. Dado que el modo común es el de mayor participación en las oscilaciones de potencia, resulta evidente que la compensación de fase y ajuste de ganancia debe realizarse con el objetivo prioritario de aumentar el amortiguamiento de este modo.

5.3.5. Consideraciones operativas

Independientemente de la implementación del PSS estudiado, es posible variar el punto de operación de los generadores sincrónicos en régimen permanente de forma tal que entreguen un mayor nivel de potencia reactiva debido al consumo de ésta por parte del parque eólico. Como se ha discutido con anterioridad, esta medida permite mejorar el par sincronizante, y consecuentemente, reduce las oscilaciones más severas que se presentan en

los instantes iniciales de una perturbación grave.

Por lo tanto, la implementación de un PSS de estas características, conjuntamente con el establecimiento de una restricción operativa que implique el consumo de potencia reactiva de los parques eólicos conectados a la central 2 (Terra), permitirá incrementar el par sincronizante respecto a un caso genérico en el cual se incluya generación eólica sin adecuaciones en el sistema de control y sin intercambio de potencia reactiva con la red. Esta condición operativa, que modifica ligeramente el punto de operación de la central generadora 2, permite mejorar, además, el par amortiguador de dicha central, como se estudiará en el capítulo 8.

Parte III

Análisis Modal de la Red Eléctrica Uruguaya

Capítulo 6

Diagnóstico preliminar

6.1. Objetivos e hipótesis de trabajo

El objetivo de este capítulo consiste en analizar cómo afecta al desempeño modal de la red eléctrica uruguaya la inclusión de generación eólica considerando las tecnologías DFIG y FC sin modificar el despacho de potencia del resto de los generadores de la red. El análisis se centrará en visualizar los impactos más notables de la inclusión de generación eólica sobre la red y caracterizar el comportamiento de los parques eólicos basados en las tecnologías citadas. En este capítulo no se pretende representar escenarios realistas de operación de la red, lo cual será abordado posteriormente en el capítulo 7. Asimismo, el estudio se limita solamente al análisis en pequeña señal de la red uruguaya, desestimando los modos de oscilación con participación de los generadores de la red argentina.

Los análisis fueron realizados en base al escenario de máxima carga del año 2013, con la inclusión de tres parques eólicos: Palmatir, Fingano y Venti/Amplin (IMPESA); los dos primeros de 50MW de potencia instalada y el último de 65MW. El esquema geográfico de la red con el emplazamiento de los parques eólicos puede observarse en la figura 7.1.

Los parques eólicos fueron modelados de acuerdo a lo establecido en el capítulo 4 y el punto de operación de los mismos fue establecido considerando que los parques generan a potencia nominal. En particular, los sistemas de control de los parques eólicos basados en DFIG fueron modelados considerando los parámetros típicos de [16], en tanto que los parques basados en FC fueron modelados mediante el modelo genérico D de la WECC [15].

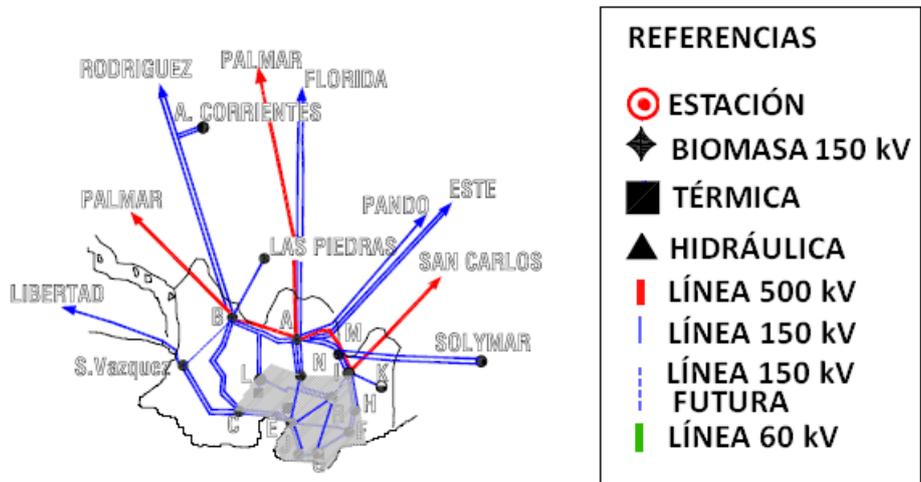
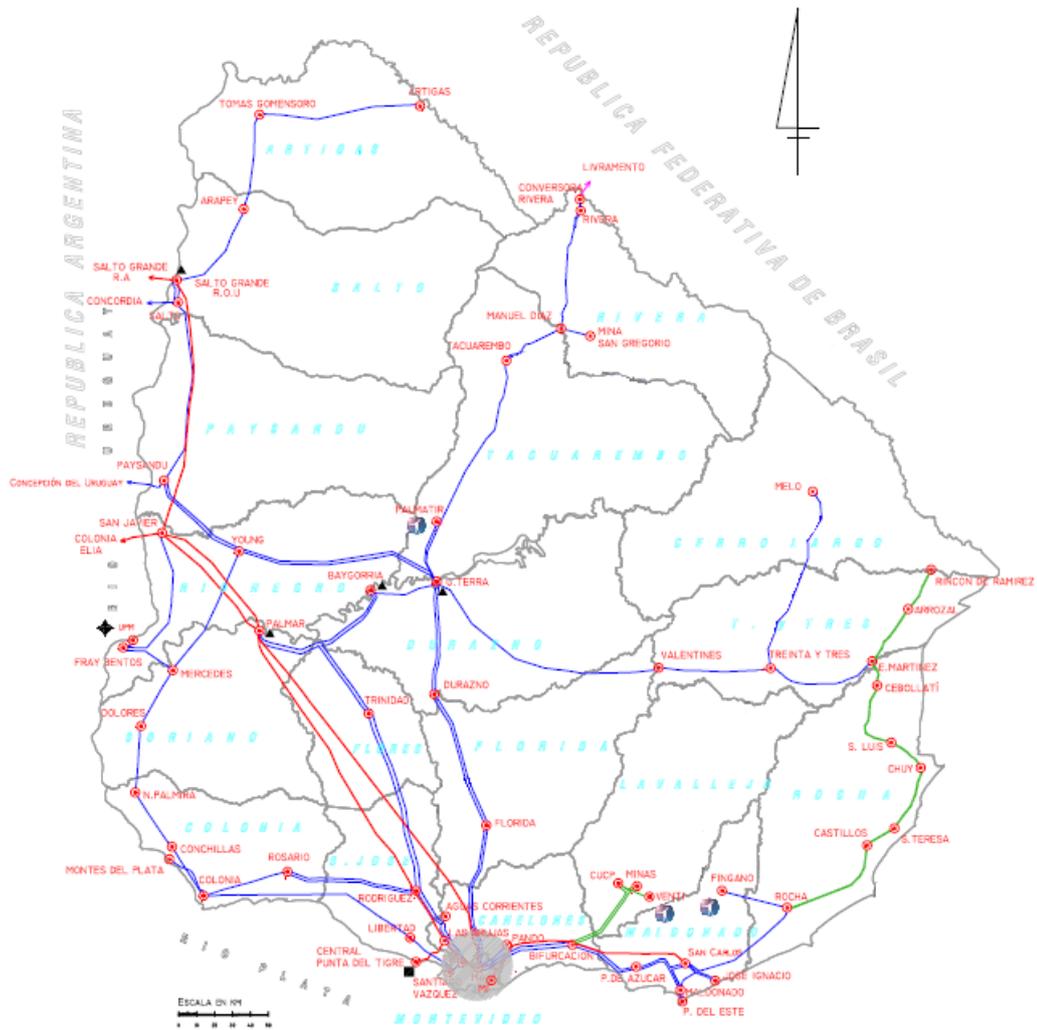


Figura 6.1: Esquema geográfico de la red de transmisión uruguaya en 2013

En la tabla 6.1 se realiza un resumen de los modelos utilizados para las simulaciones presentadas.

Central Generadora	Modelo Máquina	Sistema de excitación	PSS	Regulador velocidad
ALMAFUERTE	GENSAL	-	-	-
EZEIZA	GENSAL	-	-	SLACK
RODRIGUEZ	GENSAL	-	-	-
YACYRETA	GENSAL	-	-	-
SALTO	GENSAL	UDM	UDM	-
TERRA	GENSAL	UDM	-	-
BAYGORRIA	GENSAL	IEEET2	-	-
PALMAR	GENSAL	ESST3A	-	-
BATLLE 3 Y 4	GENROU	UDM	-	IEEEG1
BATLLE 5 Y 6	GENROU	UDM	-	IEEEG1
PTI 1 - 8	GENROE	-	-	-
UPM	GENROU	UDM	-	IEEEG1
CTR	GENROU	IEEET2	-	GAST2A

Tabla 6.1: Resumen de modelos dinámicos utilizados en DSAT

Los casos a ser analizados en este capítulo se subdividen en las siguientes secciones:

- La sección 6.2 analiza la inclusión de parques eólicos sin intercambio de potencia reactiva. Se analiza un escenario sin inclusión de energía eólica y tres escenarios con inclusión de parques aerogeneradores: carga negativa, parque DFIG (con k_{qi} variando entre 0.001 y 0.1) y parque FC.
- La sección 6.3 analiza la inclusión de los mismos modelos de parques eólicos mencionados en el punto anterior pero con estrategia de control de factor de potencia, donde se varía el factor de potencia entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo. En estos casos se sintoniza $k_{qi} = 0.5$ para el caso del parque basado en DFIG.
- En la sección 6.4 se realizará un análisis de cómo se ve afectado el desempeño modal de la red a medida que se aumenta la potencia instalada de los parques eólicos.
- Finalmente, en la sección 6.5 se analiza la evolución de los modos oscilatorios considerando diferentes consignas de control de tensión en el punto de interconexión para el caso de parques DFIG.

6.2. Inclusión de generación eólica sin intercambio de potencia reactiva

En esta sección se estudiará el comportamiento de la inserción de parques eólicos considerando el modo de operación de intercambio nulo de potencia reactiva en el punto de interconexión. Esto permitirá establecer cómo influye la dinámica de los parques aerogeneradores sobre los modos oscilatorios de la red.

Los escenarios estudiados son los siguientes, y los resultados de los mismos se exhiben en la tabla 6.2:

1. Escenario base sin generación eólica (BASE).
2. Escenario con la inclusión de cargas negativas (CN) inyectando una potencia igual a la nominal de los parques eólicos a efectos de emular los mismos.
3. Escenario idéntico al escenario 2 sustituyendo las cargas negativas por parques eólicos basados en tecnología DFIG para un $k_{qi} = 0.1^1$.
4. Escenario idéntico al escenario 2 sustituyendo las cargas negativas por parques eólicos basados en tecnología FC.

MODO	Frecuencia (Hz)				Amortiguamiento (%)			
	BASE	CN	DFIG	FC	BASE	CN	DFIG	FC
UPM	1.45	1.45	1.45	1.45	4.15	4.13	4.12	4.12
PTI 1	3.08	3.06	3.05	3.05	6.58	6.44	6.43	6.43
PTI 2	3.23	3.20	3.20	3.20	6.74	6.59	6.58	6.58
TERRA 1	1.40	1.37	1.37	1.37	7.29	7.42	7.43	7.43
TERRA 2	1.40	1.37	1.37	1.37	7.29	7.42	7.43	7.43
TERRA 3	1.40	1.37	1.37	1.37	7.29	7.42	7.43	7.43
RN	1.20	1.19	1.19	1.19	8.01	7.64	7.48	7.48
IMPISA	x	x	1.94	x	x	x	7.78	x
PALMATIR	x	x	1.94	x	x	x	7.79	x
FINGANO	x	x	1.94	x	x	x	7.80	x
BY-T	1.30	1.29	1.29	1.29	8.69	9.18	9.23	9.25
PTI 3	1.30	1.29	1.29	1.29	9.32	9.17	9.17	9.17
PALMAR	1.51	1.48	1.48	1.48	8.43	9.51	9.52	9.53

Tabla 6.2: Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica

¹Para el caso $k_{qi} = 0,001$ las frecuencias halladas son: el amortiguamiento de RN es de 7.49 y el de FINGANO es de 7.81

Los modos de oscilación exhibidos en 6.2 presentan las siguientes características:

- UPM refiere al modo local en el cual los generadores de UPM oscilan contra el resto del sistema eléctrico.
- PTI 1 refiere al modo local en el cual los generadores 1 y 2 de Punta del Tigre oscilan contra el resto del sistema eléctrico.
- PTI 2 refiere al modo intraplanta en el cual los generadores 1 y 2 oscilan en contrafase.
- PTI 3 presenta la misma característica del modo anterior, pero los generadores que oscilan son 7 y 8.
- TERRA 1, 2 y 3 son modos intraplanta de la central Terra que manifiestan la oscilación de los cuatro generadores de esta central entre sí.
- RN refiere al modo Río Negro, donde las centrales Terra y Baygorria oscilan en fase contra el resto del sistema.
- BY-T refiere al modo de oscilación en el cual la central Terra oscila en contrafase a Baygorria.
- PALMAR refiere al modo local en el cual los generadores de esta central oscilan contra el resto de la red.
- IMPSA, PALMATIR y FINGANO refieren a los modos de torsión de los aerogeneradores de los referidos parques eólicos, en el supuesto que estos utilizan la tecnología DFIG, y que la potencia de cada unidad es de 2MW.

A partir de esta tabla se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- La inclusión de generación eólica afecta de diferente forma la evolución de los modos de oscilación en función de la redistribución del flujo de potencia. Dentro de los modos más afectados, se encuentran RN, BY-T y TERRA. Estos modos corresponden a los generadores de las centrales Terra y Baygorria, que son eléctricamente los más cercanos al parque eólico de Palmatir.
- Los modos se comportan en forma prácticamente idéntica sin importar el modelo de parque utilizado, lo que es un indicio para afirmar que los parques eólicos desacoplan efectivamente la velocidad de giro de las máquinas respecto de la frecuencia de la red y se comportan, fundamentalmente, como fuentes estáticas de producción de potencia.

En particular, las pequeñas variaciones que existen en los amortiguamientos calculados para el modelo de CN respecto a los modelos de DFIG y FC se observan para los modos RN y BY-T. Dado que el flujo de cargas es idéntico en todos los casos, la única razón imputable a esta variación es la interacción entre los modos de control del lazo de potencia reactiva de los parques y los sistemas de excitación de Terra y Baygorria, que son centrales eléctricamente cercanas a Palmatir. Este tipo de diferencias al considerar el modelo completo de parque eólico y el modelo simplificado como CN ha sido constatado en estudios previos [28].

- En el caso particular de simulación de parques basados en aerogeneradores DFIG, aparecen tres modos locales asociados a la torsión del eje de los aerogeneradores de cada parque. Es importante notar que la aparición de este modo no afecta la evolución del resto si se compara con los casos de CN y FC, motivo por el cual, se puede concluir que corresponde a una oscilación de potencia producida por el tren de engranajes de los aerogeneradores, pero no oscila de forma alguna con los generadores sincrónicos de la red ya que no afecta al resto de los modos.
- Dados los resultados para los dos valores de k_{qi} propuestos, se concluye que el efecto del lazo de control de potencia reactiva sobre los modos de oscilación electromecánicos es despreciable.

Dado que se observa una mayor influencia de la inserción de generación eólica en las variaciones de los modos de las centrales hidroeléctricas, en las siguientes secciones se analizan los autovectores y factores de participación de los modos RN, BY-T y Terra.

6.2.1. Análisis de los modos de Terra

Los modos de Terra son de naturaleza intraplanta y responden al análisis descrito en la sección 3.5.2. En particular, se puede observar que para este caso, el incremento del amortiguamiento debido a la inclusión del parque eólico está determinado por dos factores:

1. La variación del par amortiguador neto frente a la inclusión del parque eólico se mantiene prácticamente constante. Esto se concluye en base a que el producto ζf de los modos de Terra no presentan variaciones significativas en la situación previa y posterior a la inclusión de Palmatir. En función de lo expuesto, el par amortiguador es prácticamente insensible frente a la inclusión del parque eólico para la potencia de 50MW prevista en este estudio.

2. El par sincronizante disminuye al incluir el parque eólico, lo cual se observa mediante la caída de la frecuencia de oscilación.

Considerando estas observaciones, a partir de la ecuación (3.7) se puede observar que para este caso, la evolución del par sincronizante es el factor que gobierna el deterioro o la mejora del amortiguamiento, al mantenerse el par amortiguador constante: si el par sincronizante disminuye, el amortiguamiento mejora; si el par sincronizante aumenta, el amortiguamiento empeora.

6.2.2. Análisis de los modos RN y BY-T

De acuerdo a la tabla 6.2 el modo RN empeora frente a la inclusión del parque eólico Palmatir y el modo BY-T mejora con su inclusión, es por esto que resulta importante ahondar en la naturaleza dinámica de dichos modos, los cuales evolucionan de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 3.

En la figura 6.2 se observa el *mode shape* del modo RN para el caso base, y con la inclusión de generación eólica al sistema. Asimismo, la tabla 6.3 muestra los factores de participación asociados a este modo. A partir de estos datos es posible observar que independientemente del modelo de parque eólico utilizado, el *mode shape* no presenta diferencias sustanciales y los factores de participación son muy similares, lo cual permite concluir que la razón principal que causa una variación en el amortiguamiento del modo es la redistribución del flujo de potencia. Las pequeñas diferencias en el amortiguamiento de los modos oscilatorios para los casos FC y DFIG se deben a las variaciones que se observan en los factores de participación, producto de las diferencias entre los lazos de control de las topologías de parque eólico analizadas.

En particular, se debe considerar además que estas diferencias se ven acentuadas por la cercanía eléctrica entre las centrales Terra-Baygorria-Palmatir. Al incluir el parque eólico, el par amortiguador neto cae sensiblemente y el par sincronizante desciende muy levemente. En este caso, la evolución del amortiguamiento está dominada por el decremento del par amortiguador al incluir el parque, mientras que el par sincronizante no presenta variaciones muy significativas.

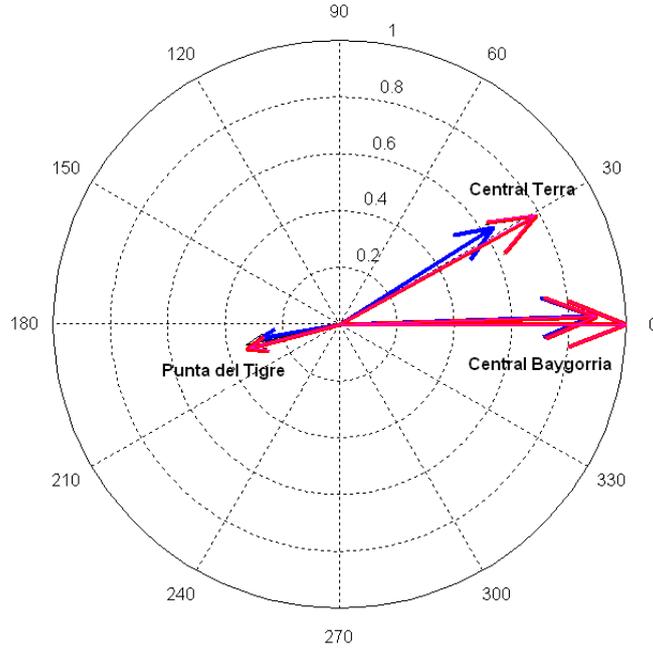


Figura 6.2: Mode shape de RN sin eólica (azul), con eólica modelada como CN, DFIG, FC (rojo)

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1	1	1	1
98552 : BAYG ω_2	1	1	1	1
98553 : BAYG ω_3	0.78	0.80	0.80	0.80
98177 : PTIG ω_7	0.63	0.90	0.90	0.86
98178 : PTIG ω_8	0.63	0.90	0.90	0.86
98541 : TERRA ω_1	0.43	0.64	0.67	0.68
98542 : TERRA ω_2	0.43	0.64	0.67	0.68
98543 : TERRA ω_3	0.43	0.64	0.67	0.68
98544 : TERRA ω_4	0.43	0.64	0.67	0.68
Amortiguamiento (%)	8.01	7.64	7.48	7.48
Frecuencia (Hz)	1.20	1.19	1.19	1.19

Tabla 6.3: Factores de participación para el modo RN

El modo BY-T exhibe la oscilación entre las centrales de Baygorria y Terra. Puede observarse a partir de la figura 6.3 que la naturaleza del modo no varía en función del modelado de los parques eólicos y a diferencia del modo

RN, la incorporación de potencia de origen eólico tiende a mejorar el amortiguamiento. Nuevamente se constatan pequeñas diferencias existentes entre los amortiguamientos para los diferentes modelos de parque eólico utilizado, lo cual pone de manifiesto la influencia del lazo de control de potencia reactiva del parque eólico para los generadores sincrónicos eléctricamente cercanos al mismo.

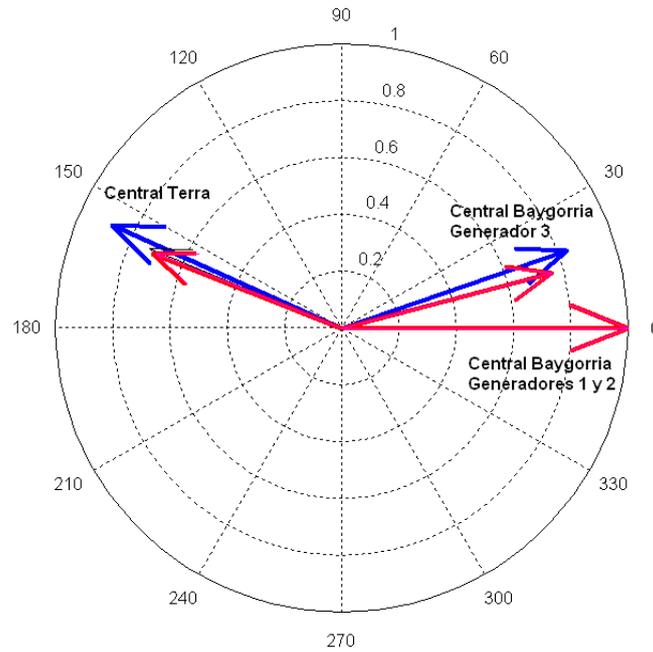


Figura 6.3: Mode shape de BY-T sin eólica (azul), con eólica modelada como CN, DFIG, FC (rojo)

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1	1	1	1
98552 : BAYG ω_2	1	1	1	1
98553 : BAYG ω_3	0.69	0.58	0.57	0.57
98541 : TERRA ω_1	0.82	0.57	0.55	0.54
98542 : TERRA ω_2	0.82	0.57	0.55	0.54
98543 : TERRA ω_3	0.82	0.57	0.55	0.54
98544 : TERRA ω_4	0.82	0.57	0.55	0.54
Amortiguamiento (%)	8.69	9.18	9.23	9.25
Frecuencia (Hz)	1.30	1.29	1.29	1.29

Tabla 6.4: Factores de participación para el modo BY-T

De acuerdo a estos resultados, se verifica lo que fue analizado teóricamente en la sección 3.5.4: el amortiguamiento del modo de oscilación común (RN) tiende a perjudicarse por la inclusión de generación eólica, en tanto que el interárea (BY-T) tiende a aumentar.

6.2.3. Resumen de la sección

Se pueden destacar las siguientes conclusiones de los estudios presentados en esta sección:

1. Es correcto afirmar, para el nivel de inserción de generación eólica estudiada, que los parques eólicos se comportan fundamentalmente como fuentes estáticas de producción de potencia activa y reactiva, siendo mínimo el impacto ejercido por los lazos de control sobre los modos electromecánicos de los generadores sincrónicos existentes. Aún así, existen referencias como [28] donde se advierte que para niveles de inserción importantes de generación eólica, puede existir un deterioro importante de determinados modos de control del sistema.
2. Las variaciones que exhiben los modos de oscilación se encuentran fundamentalmente influenciados por el establecimiento de los nuevos puntos de operación de los generadores sincrónicos.
3. La inclusión de un parque eólico puede tanto ocasionar la mejora del amortiguamiento del modo BY-T, como el empeoramiento en el modo RN, de acuerdo a lo que fue justificado teóricamente en capítulos anteriores.
4. Los parques eólicos de IMPSA y Fingano no manifiestan un impacto directo en el análisis modal. Las razones son las siguientes:
 - Se encuentran ubicados en zonas eléctricamente lejanas a los generadores sincrónicos más afectados (centrales Terra y Baygorria en este caso).
 - Asimismo, se encuentran eléctricamente cerca de los mayores centros de carga (sur - sureste del país).
 - Tomando en cuenta los dos puntos anteriores y considerando el comportamiento de los mismos como fuentes estáticas, se puede concluir que provocarán una disminución muy pequeña en la carga neta de la zona, sin modificar el flujo de potencia habitual de la red.

Esta conjunción de factores, hacen que su impacto en la estabilidad en pequeña señal sea despreciable.

Se puede concluir que la forma en que se ven afectados los diferentes modos dependerá del impacto que provoque la redistribución del flujo de carga debido a la inyección de potencia por parte de los parques eólicos y la consecuente variación del punto de operación de los generadores sincrónicos involucrados en los modos bajo estudio. Las variaciones se manifiestan mediante cambios en los factores de participación de las diferentes variables de estado que conforman el modo bajo análisis, aunque no se observa un cambio en los *mode shapes* que establezca diferencias sustanciales en la naturaleza de las oscilaciones.

6.3. Inclusión de generación eólica con intercambio de potencia reactiva

En esta sección se presenta un análisis similar al presentado en la sección 6.2, pero estableciendo un control de factor de potencia. El mismo se analiza en los casos 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo para confirmar si los lazos de control de potencia reactiva de los parques eólicos afectan el desempeño modal de la red eléctrica.

6.3.1. Estudio con factor de potencia 0.95 inductivo

En la tabla 6.5 se muestra el cálculo de los modos de oscilación para parques modelados como CN, DFIG y FC.

MODO	Frecuencia (Hz)				Amortiguamiento (ζ)			
	BASE	CN	DFIG	FC	BASE	CN	DFIG	FC
UPM	1.45	1.45	1.45	1.45	4.15	4.13	4.11	4.12
PTI 1	3.08	3.09	3.09	3.09	6.58	6.63	6.63	6.63
PTI 2	3.23	3.24	3.24	3.24	6.74	6.80	6.80	6.80
TERRA 1	1.40	1.41	1.41	1.41	7.29	7.24	7.25	7.25
TERRA 2	1.40	1.41	1.41	1.41	7.29	7.24	7.25	7.25
TERRA 3	1.40	1.41	1.41	1.41	7.29	7.24	7.25	7.25
IMPISA	x	x	1.94	x	x	x	7.61	x
PALMATIR	x	x	1.94	x	x	x	7.74	x
FINGANO	x	x	1.94	x	x	x	7.76	x
RN	1.20	1.20	1.20	1.20	8.01	7.95	7.78	7.80
BY-T	1.30	1.31	1.31	1.31	8.69	8.63	8.67	8.68
PTI 3	1.30	1.30	1.30	1.30	9.32	9.39	9.39	9.39
PALMAR	1.51	1.50	1.50	1.50	8.43	9.41	9.43	9.42

Tabla 6.5: Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica con factor de potencia 0.95 inductivo

Al igual que en el caso anterior, no parece ser determinante la dinámica del tipo de aerogenerador simulado en la conformación de los modos de oscilación. Aún así, nuevamente se observa una pequeña dispersión en el amortiguamiento de los modos Terra, BY-T y RN producto de la interacción de los sistemas de control de las centrales hidroeléctricas con Palmatir. Estas dispersiones son de menor entidad, lo cual se verifica con la superposición de los *mode shapes* para RN y BY-T considerando los tres modelos, y que se observan en las figuras 6.4 y 6.5.

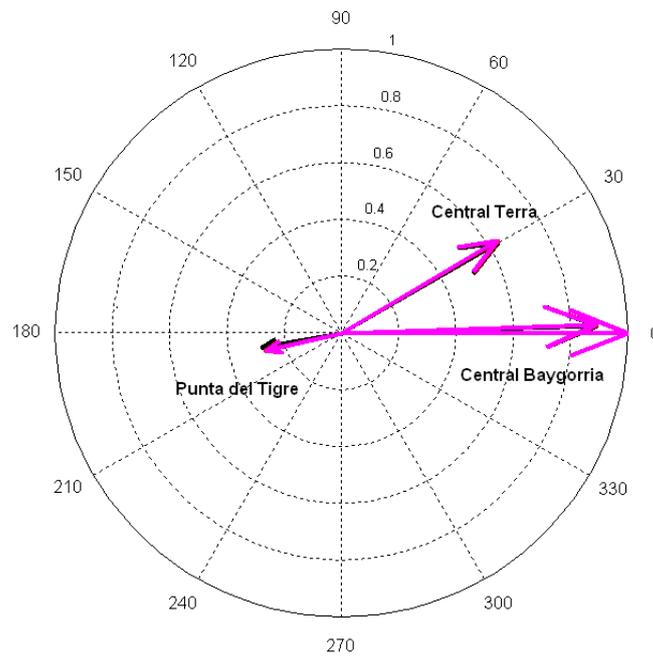


Figura 6.4: Superposición de mode shapes de RN caso parque inductivo modelado como CN, DFIG y FC

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	1.00
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	1.00
98553 : BAYG ω_3	0.78	0.79	0.79	0.79
98177 : PTIG ω_7	0.63	0.64	0.60	0.59
98178 : PTIG ω_8	0.63	0.64	0.60	0.59
98541 : TERRA ω_1	0.43	0.43	0.44	0.45
98542 : TERRA ω_2	0.43	0.43	0.44	0.45
98543 : TERRA ω_3	0.43	0.43	0.44	0.45
98544 : TERRA ω_4	0.43	0.43	0.44	0.45
Amortiguamiento (%)	8.01	7.95	7.78	7.80
Frecuencia (Hz)	1.20	1.20	1.20	1.20

Tabla 6.6: Factores de participación para el modo RN caso inductivo

Es posible observar en la tabla 6.6 que las dispersiones en el amortiguamiento de RN se deben a una alteración en la participación de las variables de Punta del Tigre que son levemente superiores para el caso CN. De la misma forma, en la tabla 6.7, el leve aumento del amortiguamiento en los escenarios de FC y DFIG respecto al escenario de CN para BY-T se debe a una disminución en la participación de Terra.

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	1.00
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	1.00
98553 : BAYG ω_3	0.69	0.70	0.69	0.69
98541 : TERRA ω_1	0.82	0.82	0.79	0.79
98542 : TERRA ω_2	0.82	0.82	0.79	0.79
98543 : TERRA ω_3	0.82	0.82	0.79	0.79
98544 : TERRA ω_4	0.82	0.82	0.79	0.79
Amortiguamiento (%)	8.69	8.63	8.67	8.68
Frecuencia (Hz)	1.30	1.31	1.31	1.31

Tabla 6.7: Factores de participación para el modo BY-T caso inductivo

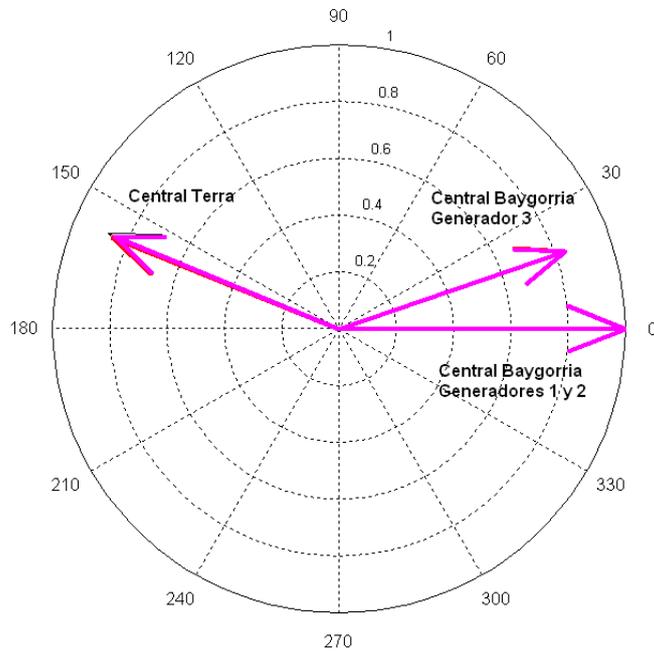


Figura 6.5: Superposición de mode shapes de BY-T caso parque inductivo modelado como CN, DFIG y FC

6.3.2. Estudio con factor de potencia 0.95 capacitivo

Procediendo de la misma forma que en la sección 6.3.1 se deducen las mismas conclusiones respecto a los modos de oscilación observando la tabla 6.8 y la superposición de los *mode shapes* para los modos Baygorria según las figuras 6.6 y 6.7.

MODO	Frecuencia (Hz)				Amortiguamiento (ζ)			
	BASE	CN	DFIG	FC	BASE	CN	DFIG	FC
UPM	1.45	1.45	1.45	1.45	4.15	4.12	4.10	4.12
PTI 1	3.08	3.03	3.02	3.02	6.58	6.25	6.20	6.20
PTI 2	3.23	3.17	3.16	3.16	6.74	6.38	6.32	6.32
RN	1.20	1.18	1.18	1.18	8.01	7.37	7.22	7.25
TERRA 1	1.40	1.34	1.34	1.34	7.29	7.59	7.60	7.60
TERRA 2	1.40	1.34	1.34	1.34	7.29	7.59	7.60	7.60
TERRA 3	1.40	1.34	1.34	1.34	7.29	7.59	7.60	7.60
IMPASA	x	x	1.94	x	x	x	7.80	x
PALMATIR	x	x	1.94	x	x	x	7.85	x
FINGANO	x	x	1.94	x	x	x	7.91	x
PTI 3	1.30	1.29	1.29	1.29	9.32	9.01	8.97	8.97
PALMAR	1.51	1.46	1.45	1.45	8.43	9.60	9.64	9.63
BY-T	1.30	1.28	1.28	1.28	8.69	9.68	9.71	9.72

Tabla 6.8: Evolución de los modos de oscilación frente a la inclusión de diferentes modelos de generación eólica con factor de potencia 0.95 capacitivo

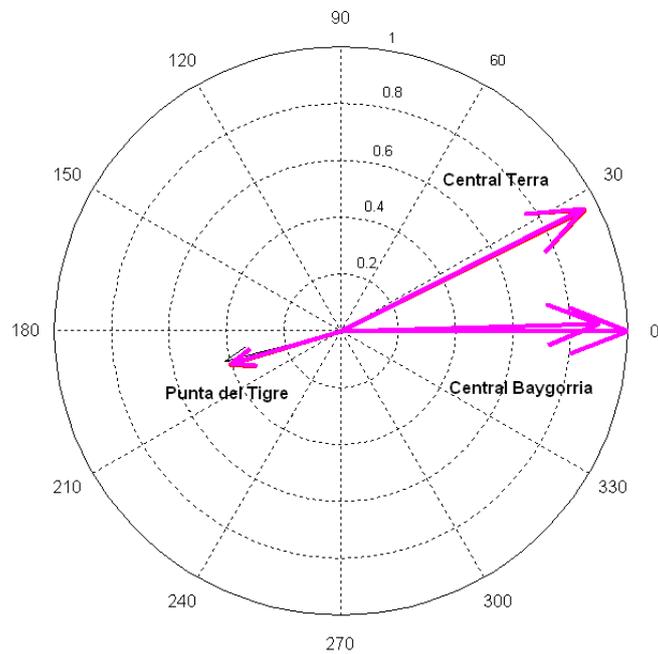


Figura 6.6: Superposición de mode shapes de RN caso parque capacitivo modelado como CN, DFIG y FC

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1.00	0.71	0.76	0.77
98552 : BAYG ω_2	1.00	0.71	0.76	0.77
98553 : BAYG ω_3	0.78	0.57	0.62	0.62
98177 : PTIG ω_7	0.63	1.00	1.00	1.00
98178 : PTIG ω_8	0.63	1.00	1.00	1.00
98541 : TERRA ω_1	0.43	0.76	0.76	0.77
98542 : TERRA ω_2	0.43	0.76	0.76	0.77
98543 : TERRA ω_3	0.43	0.76	0.76	0.77
98544 : TERRA ω_4	0.43	0.76	0.76	0.77
Amortiguamiento (%)	8.01	7.37	7.22	7.25
Frecuencia (Hz)	1.20	1.18	1.18	1.18

Tabla 6.9: Factores de participación para el modo RN - caso capacitivo

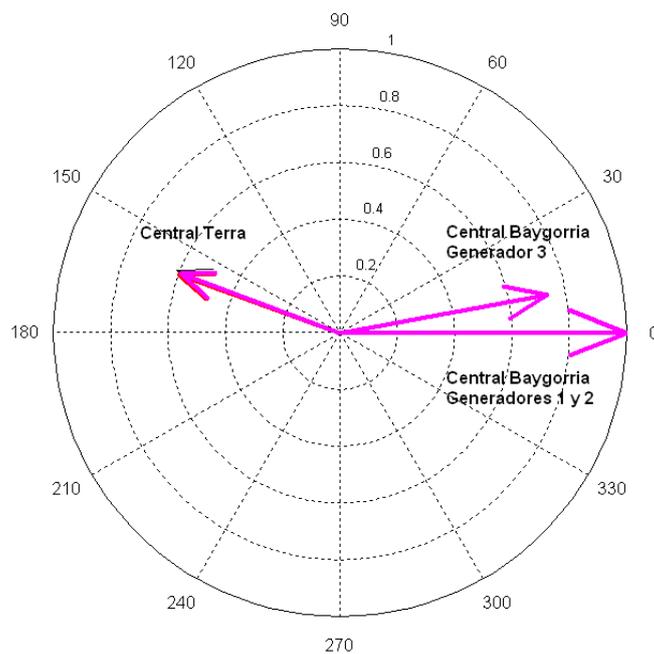


Figura 6.7: Superposición de mode shapes de BY-T caso parque capacitivo modelado como CN, DFIG y FC

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	CN	DFIG	FC
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	1.00
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	1.00
98553 : BAYG ω_3	0.69	0.54	0.54	0.54
98541 : TERRA ω_1	0.82	0.40	0.39	0.39
98542 : TERRA ω_2	0.82	0.40	0.39	0.39
98543 : TERRA ω_3	0.82	0.40	0.39	0.39
98544 : TERRA ω_4	0.82	0.40	0.39	0.39
Amortiguamiento (%)	8.69	9.68	9.71	9.72
Frecuencia (Hz)	1.30	1.28	1.28	1.28

Tabla 6.10: Factores de participación para el modo BY-T - caso capacitivo

Nuevamente, considerando las tablas 6.9 y 6.10, y asumiendo que los *mode shapes* son idénticos para los casos bajo estudio según los diagramas polares presentados en esta sección, las dispersiones en los valores de amortiguamiento de los modos BY-T y RN merecen la misma explicación que fue brindada en la sección anterior.

6.3.3. Comparación de evolución de modos con diferentes factores de potencia

De las dos secciones anteriores es posible concluir que no existen diferencias sustanciales a nivel dinámico entre los tres modelos de parque aerogeneradores propuestos al variar la potencia reactiva intercambiada con la red, salvo las propias debidas a la redistribución del flujo de potencia y el establecimiento de nuevos puntos de operación de los generadores sincrónicos existentes.

De todas formas, sí es posible visualizar un cambio en el amortiguamiento de las oscilaciones que es dependiente no solo de la potencia activa inyectada, sino de la potencia reactiva intercambiada entre los parques eólicos y la red eléctrica. El cometido de esta sección es, por lo tanto, recolectar los datos recabados a lo largo de todo el capítulo y profundizar sobre la evolución del amortiguamiento de las centrales hidroeléctricas al instalar en sus inmediaciones parques eólicos con diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva. En particular, se ahondará sobre la evolución de los modos Terra, RN y BY-T, afectados por la inclusión del parque eólico Palmatir.

MODO	BASE		PF=1		PF=0.95 ind		PF=0.95 cap	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM	1.45	4.15	1.45	4.13	1.45	4.13	1.45	4.12
PTI 1	3.08	6.58	3.06	6.44	3.09	6.63	3.03	6.25
PTI 2	3.23	6.74	3.20	6.59	3.24	6.80	3.17	6.38
TERRA 1	1.40	7.29	1.37	7.42	1.41	7.24	1.34	7.59
TERRA 2	1.40	7.29	1.37	7.42	1.41	7.24	1.34	7.59
TERRA 3	1.40	7.29	1.37	7.42	1.41	7.24	1.34	7.59
IMPSA	x	x	1.94	7.78	1.94	7.61	1.94	7.80
PALMATIR	x	x	1.94	7.79	1.94	7.74	1.94	7.85
FINGANO	x	x	1.94	7.80	1.94	7.76	1.94	7.91
RN	1.20	8.01	1.19	7.64	1.20	7.95	1.18	7.37
PTI 3	1.30	9.32	1.29	9.17	1.30	9.39	1.29	9.01
BY-T	1.30	8.69	1.29	9.18	1.31	8.63	1.28	9.68
PALMAR	1.51	8.43	1.48	9.51	1.50	9.41	1.46	9.60

Tabla 6.11: Evolución de los modos con diferentes escenarios de factor de potencia

En la tabla 6.11 es posible observar cómo evolucionan los modos de oscilación al incluir los parques eólicos previamente analizados con diferentes regulaciones de factor de potencia. Si bien la interrelación entre los diferentes parámetros que determinan la evolución del amortiguamiento es compleja, es posible analizar situaciones puntuales y encontrar los patrones de oscilación que fueron detallados en el capítulo 3.

Modos locales de Terra

Como ya fue analizado, la interconexión de Palmatir a la red a través de la barra de Terra 150kV constituye un caso de análisis muy particular y a partir del cual la evolución de los modos locales pueden ser visualizados con relativa facilidad.

La inyección de potencia de este parque eólico provoca un aumento en el ángulo de la tensión de Terra a efectos de transmitir la potencia de las dos centrales al sistema de potencia, disminuyendo el par sincronizante de los generadores sincrónicos de Terra debido a la tendencia a aumentar el consumo de potencia reactiva. Este efecto puede verse acentuado o disminuido por el intercambio de potencia reactiva entre el parque eólico y la red, que dependiendo de su volumen y el sentido de circulación, provocará una adaptación en el punto de operación en los generadores sincrónicos, mediante el ajuste de su tensión interna.

Observando la evolución del amortiguamiento y la frecuencia de oscilación para los modos de Terra presentados en la tabla 6.11 y los diagramas fasoriales presentados en la sección 3.5.3 se puede comprender cuál es el efecto del intercambio de potencia reactiva para este modo en particular, notando lo siguiente:

- Al igual que en el caso en que la potencia reactiva intercambiada entre Palmatir y la red es nula, al operar inyectando o absorbiendo potencia reactiva con un factor de potencia de 0.95, el producto ζf permanece aproximadamente constante, lo cual indica que el par amortiguador será aproximadamente constante.
- Cuando el parque eólico absorbe potencia reactiva, aumenta la frecuencia del modo de oscilación respecto al caso en que no se intercambia potencia reactiva, lo que es consecuencia de un aumento del par sincronizante debido a la mayor inyección de potencia reactiva por parte de los generadores de Terra para poder mantener la tensión del nodo de 150kV constante. Dado que el par amortiguador permanece constante, la disminución del amortiguamiento está regida por el aumento del par sincronizante.
- Cuando el parque eólico inyecta potencia reactiva ocurre lo contrario, disminuye la frecuencia de oscilación del modo, que es una consecuencia de la disminución del par sincronizante debido a que Terra debe disminuir su producción de reactiva para mantener el nodo de 150kV constante. Esta disminución del par sincronizante repercute favorablemente en el amortiguamiento.

En este caso se puede concluir que la inclusión de un parque eólico es beneficioso para los modos locales de Terra siempre y cuando se controle adecuadamente el intercambio de potencia reactiva producido por el mismo. Si el parque entrega potencia reactiva a la red, estos modos oscilatorios se verán beneficiados por aumentar su amortiguamiento, sin embargo, esto no implica necesariamente que sea la mejor opción para el sistema, como se analizará en la próxima sección.

Modos RN y BY-T

Al igual que en la sección 6.2, la repercusión del intercambio de potencia reactiva por parte del parque eólico sobre el amortiguamiento de los modos RN y BY-T se manifestará en sentido opuesto.

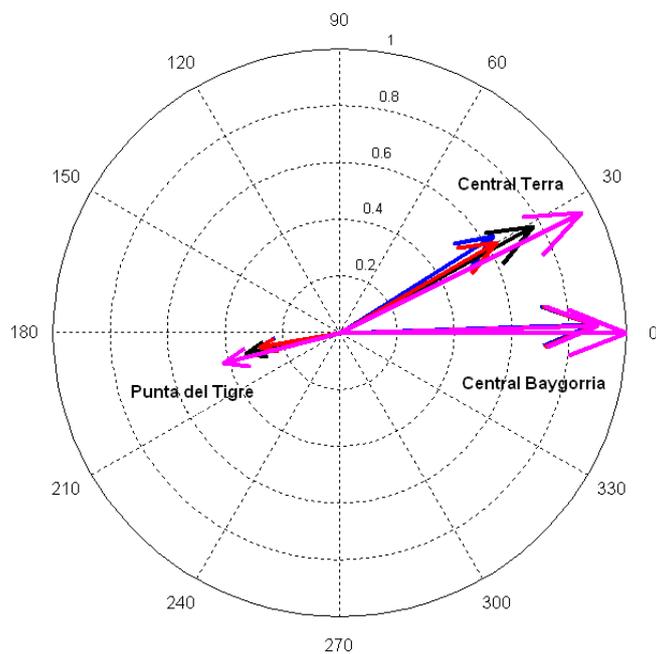


Figura 6.8: Evolución del mode shape RN: caso base (azul), parque con PF=1 (negro), parque con PF=0.95 inductivo (rojo), parque con PF=0.95 capacitivo (magenta)

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	PF=1	PF=0.95 ind	PF=0.95 cap
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	0.71
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	0.71
98553 : BAYG ω_3	0.78	0.80	0.79	0.57
98177 : PTIG ω_7	0.63	0.90	0.64	1.00
98178 : PTIG ω_8	0.63	0.90	0.64	1.00
98541 : TERRA ω_1	0.43	0.64	0.43	0.76
98542 : TERRA ω_2	0.43	0.64	0.43	0.76
98543 : TERRA ω_3	0.43	0.64	0.43	0.76
98544 : TERRA ω_4	0.43	0.64	0.43	0.76
Amortiguamiento (%)	8.01	7.64	7.95	7.37
Frecuencia (Hz)	1.20	1.19	1.20	1.18

Tabla 6.12: Factores de participación para el modo RN - evolución

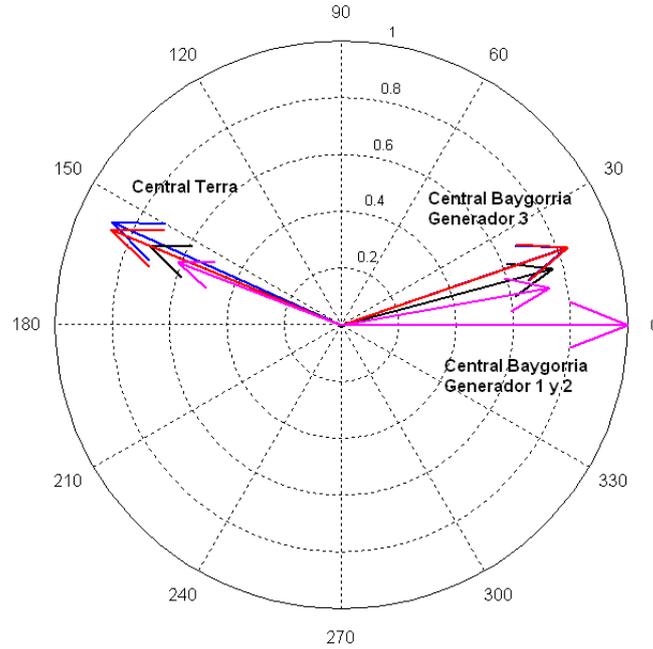


Figura 6.9: Evolución del mode shape BY-T: caso base (azul), parque con PF=1 (negro), parque con PF=0.95 inductivo (rojo), parque con PF=0.95 capacitivo (magenta)

VARIABLE	ESCENARIO			
	BASE	PF=1	PF=0.95 ind	PF=0.95 cap
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	1.00
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	1.00
98553 : BAYG ω_3	0.69	0.58	0.70	0.54
98541 : TERRA ω_1	0.82	0.57	0.82	0.40
98542 : TERRA ω_2	0.82	0.57	0.82	0.40
98543 : TERRA ω_3	0.82	0.57	0.82	0.40
98544 : TERRA ω_4	0.82	0.57	0.82	0.40
Amortiguamiento (%)	8.69	9.18	8.63	9.68
Frecuencia (Hz)	1.30	1.29	1.31	1.28

Tabla 6.13: Factores de participación para el modo BY-T - evolución

A partir de la tabla 6.12 es posible observar la consistencia del análisis expuesto en el capítulo 3: la inclusión de un parque eólico que no intercambia potencia reactiva con la red conectado a la barra de 150kV de Terra provoca un aumento en el ángulo de la tensión de esta barra. Asimismo, se observa

un aumento en el ángulo interno del generador con la consecuente caída del par sincronizante y amortiguador, lo cual es acorde al diagrama fasorial de la figura 3.9. Establecido este punto de operación, si el parque comienza a consumir potencia reactiva, provocará un aumento de generación de reactiva en Terra para mantener la tensión en barras de 150kV constante, con el consecuente decremento del ángulo interno, lo que producirá un aumento del par amortiguador y del par sincronizante, lo cual se puede observar en la figura 3.10. Si el parque eólico generara reactiva, el efecto sería el contrario.

El escenario de trabajo en el cual Palmatir consume potencia reactiva es el más favorable para el sistema Terra-Baygorria, tomando en consideración que el modo RN es el que domina la dinámica de las oscilaciones de estas centrales frente a las perturbaciones que puedan suscitarse. Aún así, existe el compromiso de acotar la disminución del amortiguamiento de los modos BY-T y Terra, que pondrían de manifiesto el incremento de oscilaciones internas entre los generadores de Terra y las oscilaciones entre las centrales Terra y Baygorria.

En particular, es interesante observar que en el caso del modo BY-T, a medida que los factores de participación de Terra aumentan, de acuerdo a la tabla 6.13 el amortiguamiento empeora notablemente, indicando que el consumo de reactiva por parte de Palmatir incrementa el intercambio de energía cinética entre Terra y Baygorria. Esto es consecuencia de lo que ha sido notado en la sección 3.5.4, referente al hecho que el consumo de potencia reactiva del parque incrementa el acoplamiento entre las ecuaciones diferenciales que gobiernan la evolución de los modos oscilatorios.

Finalmente, si se consideran los *mode shapes* de RN y BY-T expuestos en las figuras 6.8 y 6.9, se puede observar que la inclusión de Palmatir no provoca cambios estructurales en la naturaleza del modo oscilatorio previo a su inclusión en la red, sino cambios en el nivel de intercambio de energía cinética entre los generadores y pequeños cambios en el defasaje existente entre los mismos.

6.3.4. Modos de control de potencia reactiva

Si bien se ha realizado hincapié en la evolución de los modos electromecánicos del sistema al incorporar potencia de origen eólico, se constata la aparición de modos de control asociados a los lazos de control de potencia reactiva de los parques eólicos y la modificación de los modos de los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos existentes.

En particular, es posible observar la participación de variables de estado eléctricas de Terra sobre los modos que corresponden al lazo de reactiva de

Palmatir y la participación de las variables de estado del lazo de reactiva de Palmatir sobre los modos de los sistemas de excitación de Terra, Baygorria y UPM. Si bien estos modos se encuentran sobreamortiguados y no representan, de hecho, un problema para la estabilidad del sistema, la participación cruzada de las variables de estado pone de manifiesto que los parques eólicos ejercen una perturbación sobre los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos. Esto se manifiesta en una alteración del amortiguamiento de los modos electromecánicos [30] y para el caso analizado, este fenómeno puede observarse en las pequeñas diferencias que existen en el amortiguamiento de los modos RN y BY-T al variar el modelo de aerogenerador utilizado, donde se ha utilizado el mismo flujo de carga para los estudios.

Esto implica que si bien existe una influencia de los modos de control cuya repercusión depende del modelo de parque utilizado, para el caso analizado no resulta crítica. Sin embargo, en [28] es posible estudiar que el modelado de los aerogeneradores como cargas negativas puede resultar inconveniente cuando existe intercambio de potencia reactiva entre la red y los parques, especialmente cuando estos últimos se operan con el objetivo de controlar la tensión en el nodo de interconexión.

6.3.5. Resumen de la sección

A partir de los estudios realizados se deduce que la incorporación de potencia de origen eólico con diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva provocará alteraciones en el par amortiguador y sincronizante de los modos de oscilación de los generadores sincrónicos más cercanos a los parques eólicos. Esto se manifiesta en la variación de los *mode shapes* y en los factores de participación. Los cambios que se observan no son a nivel de la estructura dinámica y no son imputables mayormente a la naturaleza de los parques, sino a los nuevos puntos de equilibrio sobre los cuales operan los generadores sincrónicos. Desde el punto de vista conceptual, se puede afirmar que las variaciones de despacho de potencia reactiva de los generadores sincrónicos necesarias a efectos de lograr controlar la tensión en los puntos de interconexión tienen como consecuencia el cambio del par sincronizante y el par amortiguador. Esto podrá perjudicar o beneficiar el desempeño del modo de oscilación dependiendo de la arquitectura de la red eléctrica, las interacciones existentes con otros generadores de la red, y de la naturaleza del propio modo oscilatorio.

Por otra parte, si bien las alteraciones producidas por las variables de estado de los lazos de control de los parques eólicos son mínimas y no son determinantes al momento de evaluar el desempeño modal del sistema, son visibles en un pequeño cambio del amortiguamiento de los modos electromecánicos asociados a las centrales convencionales eléctricamente cercanas

a los parques eólicos. Esto implica que el modelo de CN puede utilizarse para modelar parques eólicos asumiendo que presentará cierto grado de imprecisión por las limitaciones propias de despreciar el sistema de control de los mismos.

6.4. Incremento de potencia eólica despachada

En esta sección se estudia el incremento de la potencia del parque eólico Palmatir sobre los modos Terra, RN y BY-T al incrementar la potencia despachada por el parque eólico Palmatir de 50MW a 150MW considerando una variación del factor de potencia de los aerogeneradores variando entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo. A efectos de no provocar posibles perturbaciones, los parques eólicos Fingano e IMPSA no se encuentran operativos en las siguientes simulaciones y Palmatir se modela en todos los casos como una carga negativa.

6.4.1. Evolución de modos Terra

En la tabla 6.14 y en las gráficas 6.10 - 6.11 se puede observar la evolución de los modos locales de Terra cuando Palmatir varía en el rango referido en la sección anterior.

La evolución de los modos presentados se puede explicar de acuerdo al análisis presentado en la secciones 3.5.2 y 3.5.3. En el caso en que el parque no intercambie potencia reactiva con la red se puede observar que el amortiguamiento aumenta conforme aumenta la potencia generada, debido a la disminución del par sincronizante.

Por otra parte, se observa que para un mismo nivel de potencia activa inyectada por el parque eólico, factores de potencia inductivos provocan un incremento en el par sincronizante y consecuentemente una disminución en el amortiguamiento. Lo contrario es válido para los casos en que el factor de potencia del parque sea capacitivo.

Potencia	0MW		50MW		150MW	
PF	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
1	1.40	7.29	1.38	7.40	1.36	7.50
0.95 ind	1.40	7.29	1.41	7.24	1.45	7.02
0.95 cap	1.40	7.29	1.35	7.56	1.28	7.96

Tabla 6.14: Evolución de modo Terra frente al aumento de potencia de Palmatir

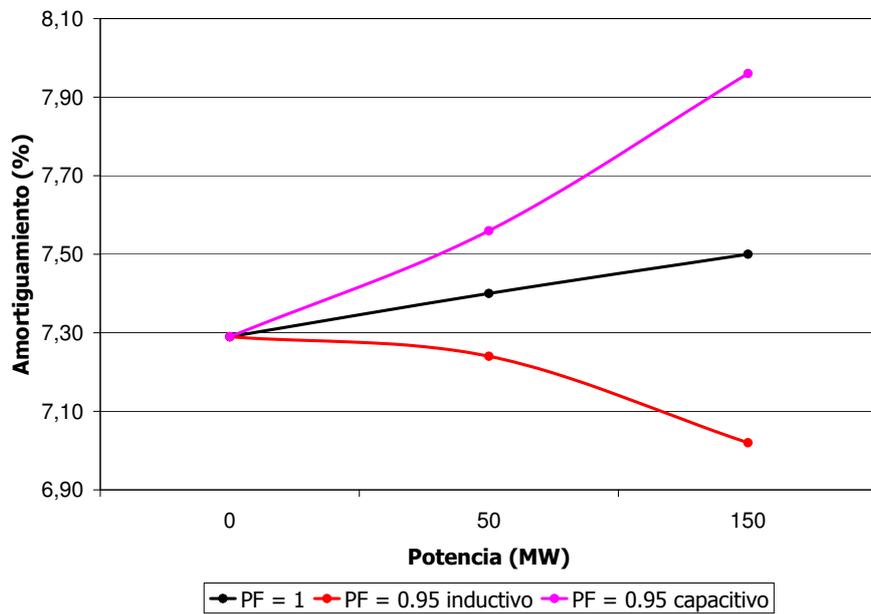


Figura 6.10: Amortiguamiento de modo Terra frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

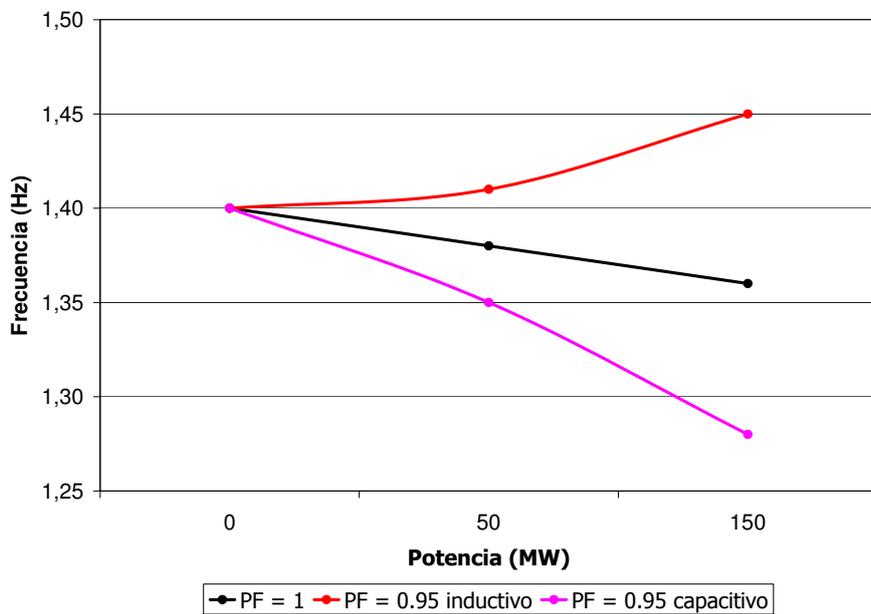


Figura 6.11: Frecuencia de oscilación de modo Terra frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

6.4.2. Evolución de modo RN

La evolución del modo RN al aumentar la potencia generada para distintos factores de potencia de acuerdo a la tabla 6.15 y las figuras 6.12 - 6.13 indican la importancia que cumple el despacho de potencia reactiva en el establecimiento del punto de operación y la conformación de los modos de oscilación. Para el caso de este modo, existe una tendencia al empeoramiento del amortiguamiento a medida que aumenta la potencia despachada por el parque eólico. Esta tendencia puede ser mitigada o empeorada aún más por el propio parque eólico al absorber o generar potencia reactiva respectivamente.

Como se ha mencionado en la sección 6.3, el intercambio de potencia reactiva si bien no cambia la estructura del modo, sí tiene influencia en excitar en mayor o menor medida la participación de las variables de estado del *mode shape* correspondiente. En este caso, al aumentar la potencia reactiva despachada por el parque, disminuye la participación de Terra y Baygorria transformándose en un modo local de Punta del Tigre, lo que motiva la reducción del empeoramiento del amortiguamiento y la mejora respecto al caso en que no se intercambia reactiva con la red.

Potencia	0MW		50MW		150MW	
PF	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
1	1.20	8.01	1.19	7.66	1.18	7.25
0.95 inductivo	1.20	8.01	1.20	7.97	1.21	7.89
0.95 capacitivo	1.20	8.01	1.18	7.42	1.16	7.37

Tabla 6.15: Evolución de modo RN frente al aumento de potencia de Palmatir

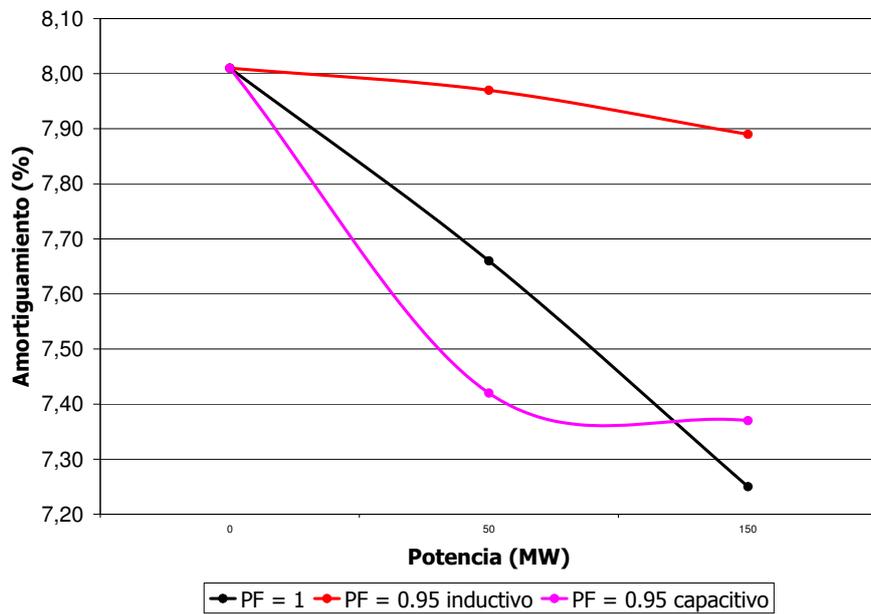


Figura 6.12: Amortiguamiento de modo RN frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

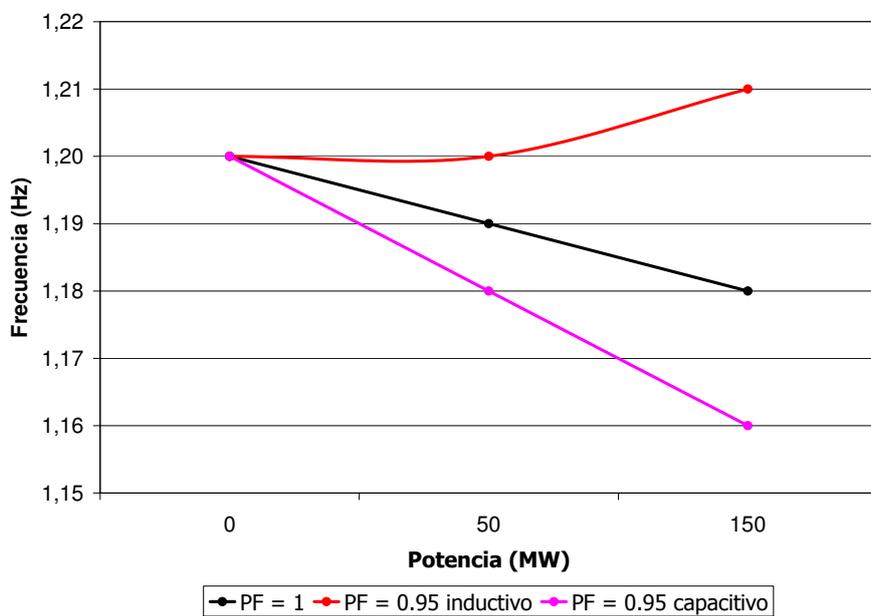


Figura 6.13: Frecuencia de oscilación de modo RN frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

PF	P (MW)	ζ (%)	BAYG		PTI	TERRA
			ω_1, ω_2	ω_3	ω_7, ω_8	$\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4$
BASE	0	8.01	1.00	0.78	0.63	0.43
0.95 ind	50	7.97	1.00	0.79	0.62	0.42
	150	7.89	1.00	0.80	0.52	0.37
1	50	7.66	1.00	0.80	0.90	0.63
	150	7.25	0.63	0.52	1.00	0.65
0.95 cap	50	7.42	0.70	0.57	1.00	0.65
	150	7.37	-	-	1.00	0.31

Tabla 6.16: Factores de participación de modo RN para incremento de potencia eólica en Palmatir

6.4.3. Evolución de modo BY-T

En el caso del modo BY-T, se observa que el incremento de potencia activa inyectada por el parque eólico tiende a mejorar el amortiguamiento. Esta situación se ve beneficiada si el parque inyecta reactiva como ha sido analizado anteriormente, en tanto que empeora si el parque consume reactiva.

Esto puede observarse en la modificación de los factores de participación: a medida que el parque aumenta la potencia activa y reactiva inyectada, los factores de participación de Terra tienden a minimizarse. Cuando el parque aumenta su consumo de reactiva, el amortiguamiento tiende a degradarse y se manifiesta en un incremento en los factores de participación de Terra.

Potencia	0MW		50MW		150MW	
PF	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
1	1.30	8.69	1.30	9.14	1.30	9.53
0.95 inductivo	1.30	8.69	1.31	8.62	1.35	8.21
0.95 capacitivo	1.30	8.69	1.29	9.60	1.28	10.23

Tabla 6.17: Evolución de modo BY-T frente al aumento de potencia de Palmatir

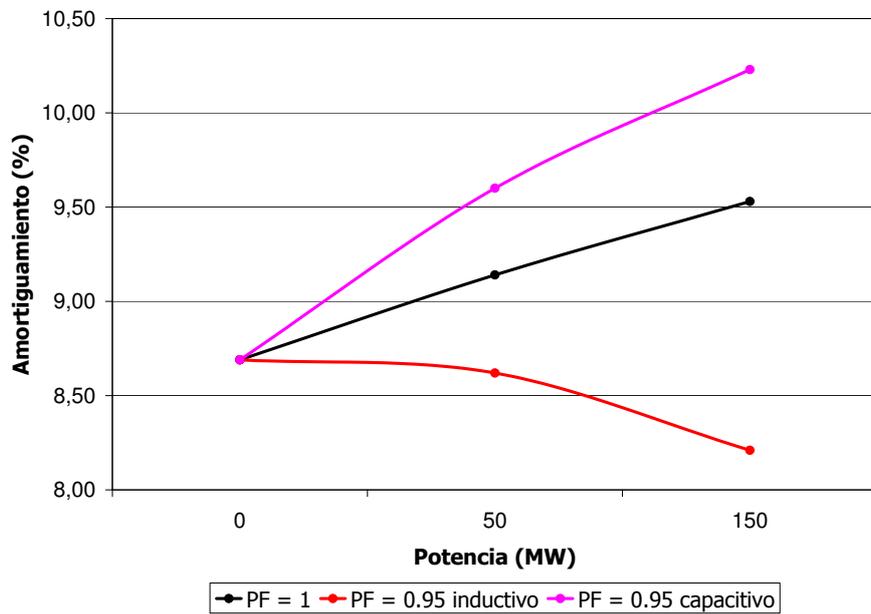


Figura 6.14: Amortiguamiento de modo BY-T frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

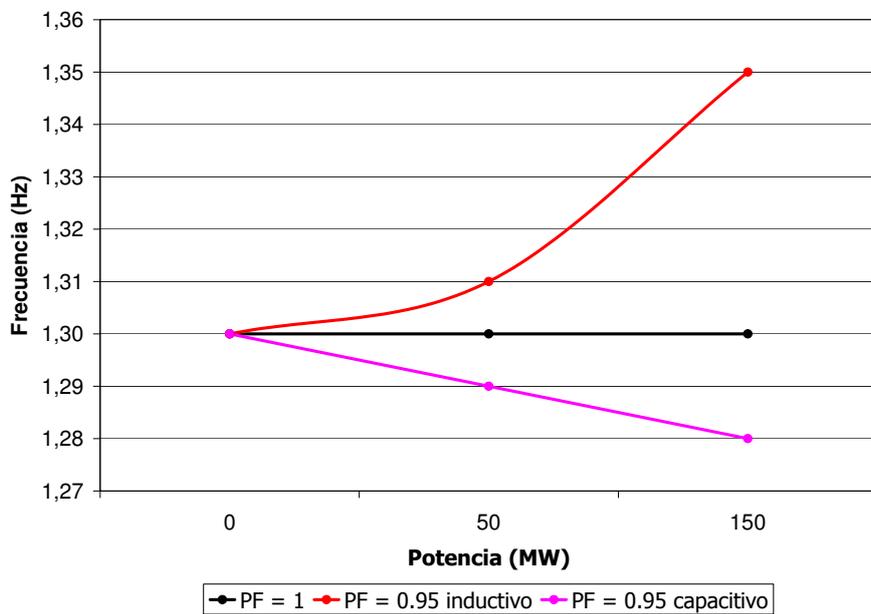


Figura 6.15: Frecuencia de oscilación de modo BY-T frente al aumento de potencia eólica en Palmatir

PF	P (MW)	ζ (%)	BAYG		TERRA
			ω_1, ω_2	ω_3	$\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4$
BASE	0	8.69	1.00	0.69	0.82
0.95 ind	50	8.62	1.00	0.70	0.83
	150	8.21	1.00	0.82	0.96
1	50	9.14	1.00	0.58	0.57
	150	9.53	1.00	0.55	0.38
0.95 cap	50	9.60	1.00	0.54	0.41
	150	10.23	1.00	0.60	0.18

Tabla 6.18: Factores de participación de modo BY-T para incremento de potencia eólica en Palmatir

6.5. Parques eólicos con control de tensión

6.5.1. Comparación de modos entre diferentes modelos

En las tablas 6.19, 6.20 y 6.21 se observa la evolución de los modos electromecánicos dominantes del sistema cuando en el nodo de interconexión de Palmatir se establece el control de tensión en 1.00, 1.05 y 1.10 respectivamente. Se ha comparado los casos de DFIG y carga negativa. El control de la tensión para el modelo de carga negativa se ha establecido fijando el nivel de potencia activa y reactiva dados por el flujo de potencia del caso DFIG.

Como es posible observar, las diferencias en el amortiguamiento no son significativas, observándose una pequeña dispersión en los modos de BY-T y RN debido a los motivos enunciados anteriormente en la sección 6.3.4. Independientemente de la pequeña variación numérica del amortiguamiento, se observa una evolución prácticamente idéntica de los *mode shapes* y de los factores de participación, de la misma forma que ha sido documentada en secciones anteriores. Esto permite concluir que el movimiento de los modos de oscilación se debe principalmente a la variación de la inyección de la potencia reactiva necesaria para establecer el valor necesario de tensión y en menor proporción a la interacción de las variables de estado propias del lazo de control de tensión con el sistema de excitación de los generadores sincrónicos cercanos.

MODO	CN		DFIG	
	f(Hz)	ζ (%)	f(Hz)	ζ (%)
UPM	1.46	4.21	1.46	4.17
TIGRE 1	3.06	6.47	3.06	6.47
TIGRE 2	3.20	6.62	3.20	6.62
TERRA 1	1.52	6.75	1.52	6.75
TERRA 2	1.52	6.75	1.52	6.75
TERRA 3	1.52	6.75	1.52	6.75
BY-T	1.37	7.00	1.37	7.05
RN	1.21	8.90	1.21	8.77
TIGRE 3	1.29	9.20	1.29	9.20

Tabla 6.19: Comparación de modos para tensión 1.00 p.u. en nodo Palmatir

MODO	CN		DFIG	
	f(Hz)	ζ (%)	f(Hz)	ζ (%)
UPM	1.45	4.10	1.45	4.09
TIGRE 1	3.06	6.48	3.06	6.47
TIGRE 2	3.21	6.63	3.20	6.62
RN	1.19	7.59	1.19	7.44
TERRA 1	1.37	7.45	1.37	7.45
TERRA 2	1.37	7.45	1.37	7.45
TERRA 3	1.36	7.46	1.36	7.46
TIGRE 3	1.29	9.21	1.29	9.20
BY-T	1.29	9.28	1.29	9.33

Tabla 6.20: Comparación de modos para tensión 1.05 p.u. en nodo Palmatir

MODO	CN		DFIG	
	f(Hz)	ζ (%)	f(Hz)	ζ (%)
UPM	1.45	4.13	1.45	4.11
TIGRE 1	3.06	6.46	3.06	6.45
TIGRE 2	3.20	6.61	3.20	6.59
RN	1.17	7.73	1.17	7.66
TERRA 1	1.31	7.88	1.31	7.88
TERRA 2	1.31	7.88	1.31	7.89
TERRA 3	1.31	7.89	1.31	7.89
TIGRE 3	1.29	9.19	1.29	9.18
BY-T	1.25	9.99	1.25	9.97

Tabla 6.21: Comparación de modos para tensión 1.10 p.u. en nodo Palmatir

Capítulo 7

Análisis Modal de la red uruguaya

7.1. Objetivos e hipótesis de trabajo

El objetivo de este capítulo consiste en analizar el desempeño modal del sistema eléctrico uruguayo para los escenarios mínimos y máximos más exigentes desde el punto de vista de la estabilidad en pequeña señal correspondientes a los años 2013 y 2017. Los estudios presentados toman como punto de referencia los reportes técnicos sobre la temática informados con anterioridad [7].

En esta sección se presentará la red eléctrica uruguaya analizada en el período de interés, se describirán los modelos de generadores sincrónicos y eólicos utilizados en las simulaciones, así como los escenarios estudiados. En la sección 7.2 se presentarán los resultados del análisis modal para los escenarios previstos y la interpretación de dichos resultados. A raíz de los resultados obtenidos, se propondrán restricciones operativas para la interconexión de los generadores eólicos. Finalmente, en la sección 7.3 se estudiará la respuesta transitoria del sistema uruguayo frente a la producción de cortocircuitos a efectos de verificar la validez del análisis modal realizado, para un caso y escenario particular del año 2017. Se analizará además, la validez de los resultados teóricos previamente establecidos en los capítulos 3 y 6, respecto a la influencia del intercambio de potencia reactiva entre los parques eólicos y la red sobre la estabilidad en pequeña señal del sistema eléctrico.

7.1.1. Red eléctrica año 2013

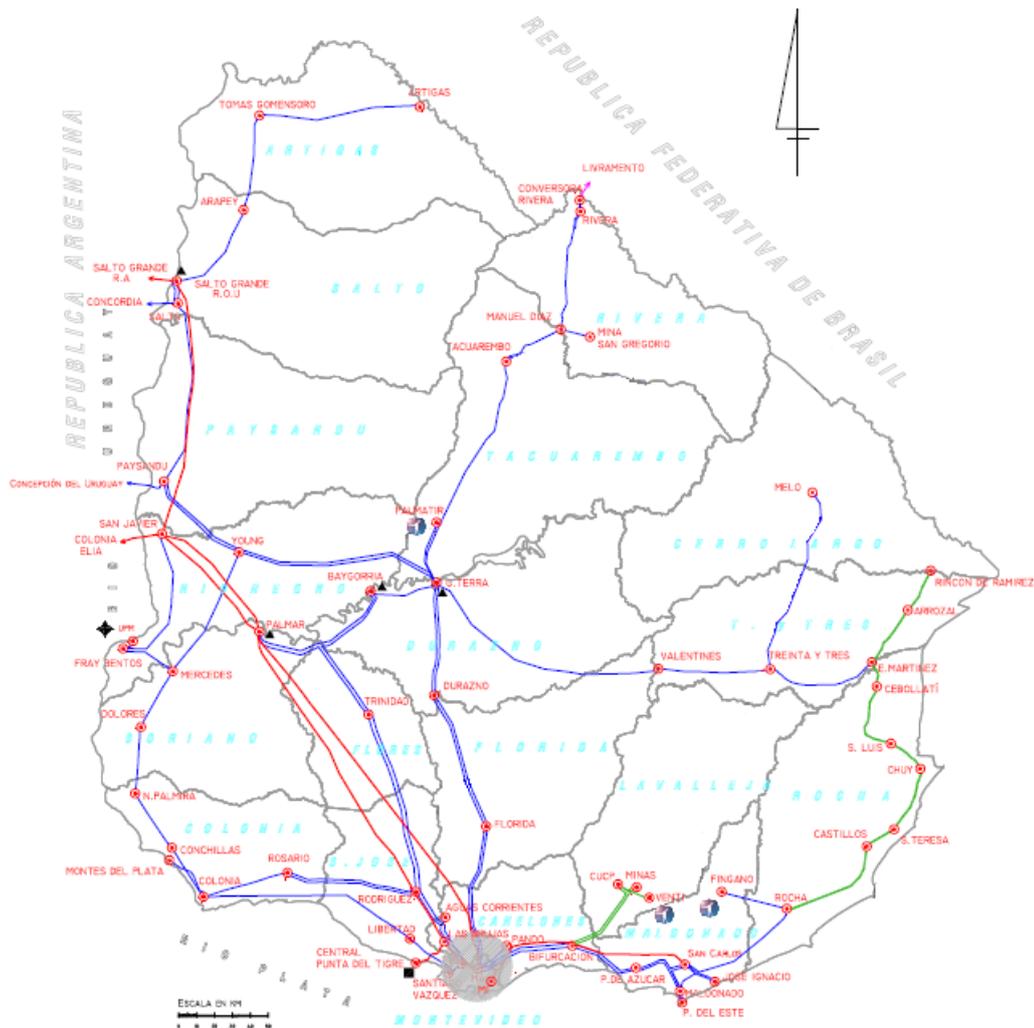


Figura 7.1: Esquema geográfico de la red uruguaya en 2013

En la figura 7.1 se presenta la red eléctrica planificada para el año 2013, con la ubicación de los parques eólicos que se consideran en los análisis de este capítulo.

7.1.2. Red eléctrica año 2017

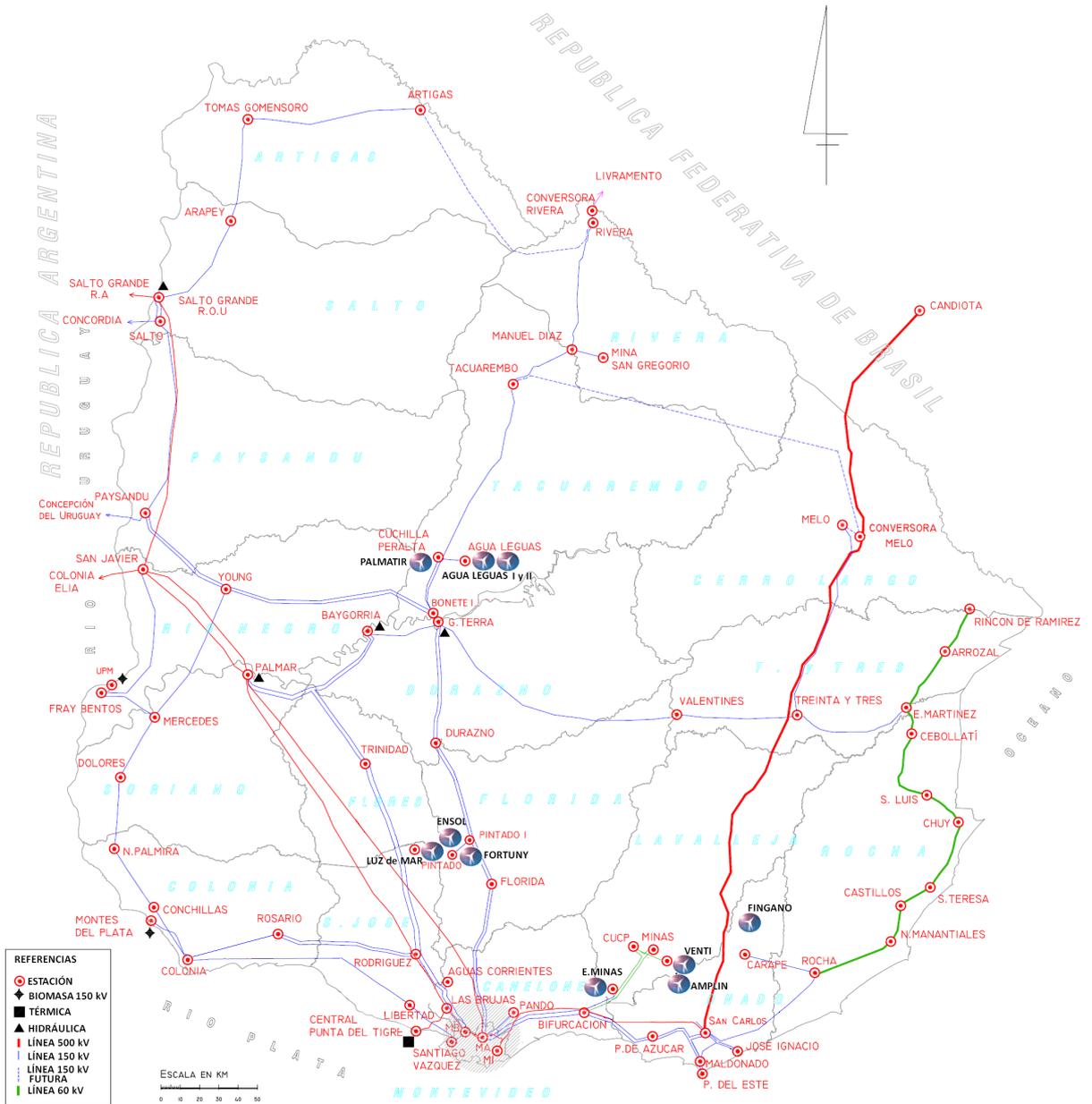


Figura 7.2: Esquema geográfico de la red uruguaya en 2017: caso 1

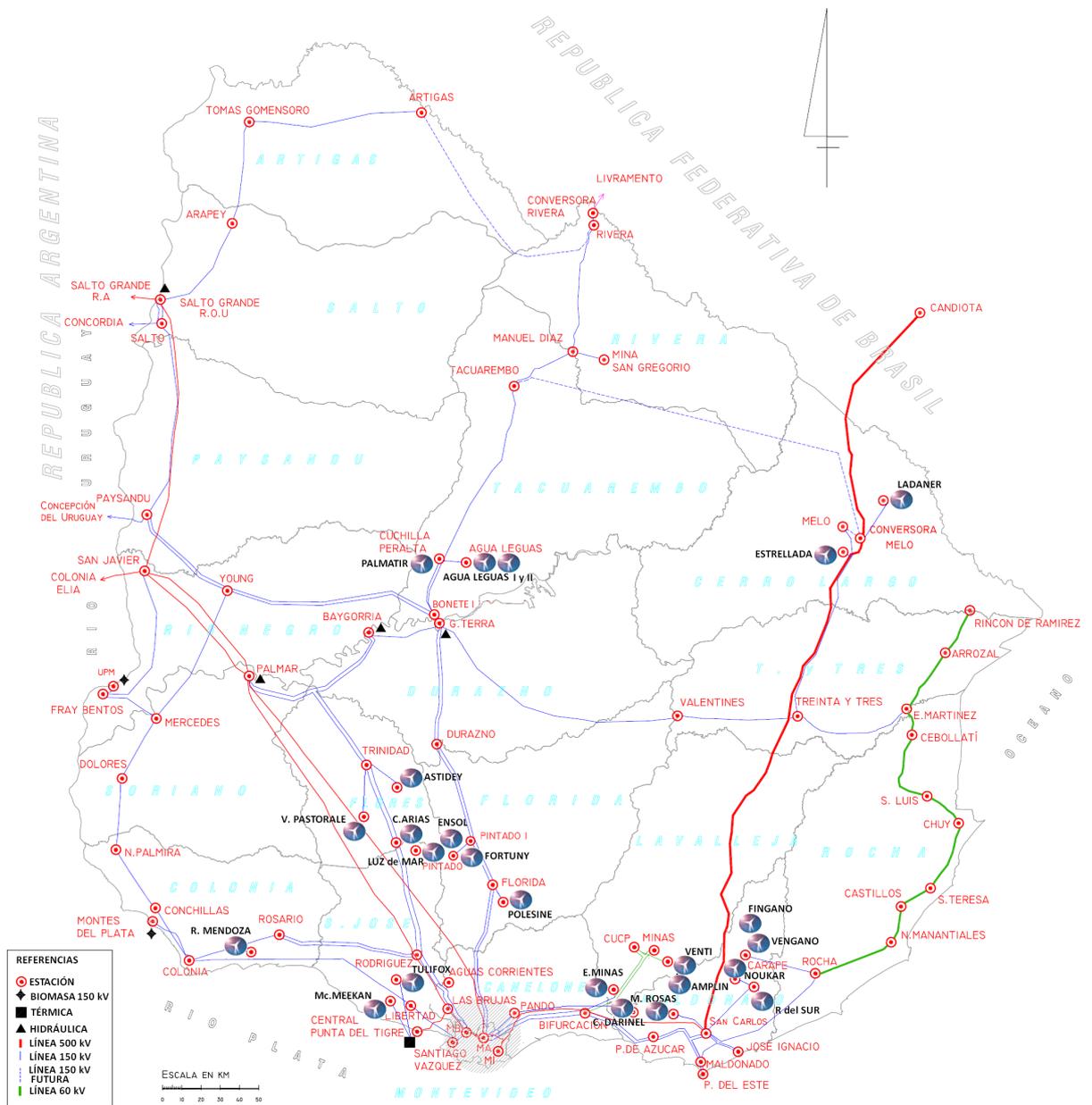


Figura 7.3: Esquema geográfico de la red uruguaya en 2017: caso 2

En las figuras 7.2 y 7.3 se presentan dos posibles casos de la red eléctrica planificada para el año 2017, con la ubicación de los parques eólicos que se consideran en los estudios.

Las diferencias que presentan las redes planificadas para el año 2013 y el 2017 son las siguientes:

- La construcción de la línea de 500kV San Carlos - Melo.
- La instalación de la estación convertidora de frecuencia de 500MW en Melo.
- La ejecución de las líneas de 150kV Artigas - Rivera y Tacuarembó - Melo.

7.1.3. Escenarios estudiados

Se realizará el estudio de cuatro escenarios base, los cuales serán comparados con los respectivos escenarios alternativos correspondientes a la inserción de potencia de origen eólico, en condición n .

Existirán dos escenarios base para el año 2013, los cuales representan la red proyectada para dicho año, considerando el máximo y mínimo de demanda prevista.

Se utilizará el mismo criterio para el estudio de los escenarios máximos y mínimos del año 2017, haciendo la salvedad que se estudiarán dos casos: el primer caso está constituido por los escenarios máximo y mínimo de la red para el año 2017, considerando las ampliaciones de red necesarias para la incorporación de 400MW de potencia eólica previstas por la compra venta de energía realizada por UTE en las primeras dos licitaciones de energía eólica; el segundo caso considerará los escenarios máximo y mínimo del año 2017, pero previendo la ampliación de la red necesaria para la incorporación de aproximadamente 1000MW de potencia de origen eólico. Estos dos casos permitirán observar la evolución del comportamiento modal del sistema eléctrico uruguayo frente a un caso de inserción moderada y un caso de importante inserción de energía eólica.

Al igual que en el capítulo 6 se omitirá el análisis de los modos entre áreas que involucra la oscilación de los generadores de la red uruguaya con los generadores de la red argentina y los modos locales correspondientes a generadores argentinos.

El escenario mínimo base del año 2013 prevé una carga de aproximadamente 720 MW, lo cual se supone será abastecido por las centrales Terra, Baygorria, Palmar y UPM. En este escenario, no se considerará la intervención de las centrales térmicas instaladas en el sur del país, siendo por lo tanto, un escenario predominantemente hidráulico. La potencia necesaria para abastecer el resto de la carga será suministrada por la central Salto Grande Uruguay. El escenario con generación eólica será idéntico al escenario anterior, incluyéndose los parques generadores de Venti, Amplin, Palmatir,

Fingano, Kentilux y Caracoles, totalizando una potencia inyectada máxima de origen eólico de 200MW. El escenario máximo base del año 2013 prevé una carga de aproximadamente 2000 MW, la cual será abastecida por las centrales Terra, Baygorria, Palmar, Punta del Tigre, Salto Grande Uruguay y UPM funcionando a plena carga, y por importación de potencia de Argentina. Los modelos utilizados para los escenarios de 2013 están descritos en la tabla 7.2.

Como fue mencionado anteriormente, se estudian dos casos alternativos de penetración eólica para el año 2017, los cuales constan de un escenario base común de máxima y mínima demanda de 2300MW y 940MW respectivamente. El escenario mínimo base del año 2017 se supone será abastecido por las centrales Terra, Baygorria, Palmar, Salto Grande y UPM. No se considerará la intervención de las centrales térmicas instaladas en el sur del país al igual que en el caso mínimo del año 2013. El escenario máximo base del año 2017 se supone que será abastecido por las centrales Terra, Baygorria, Palmar, Salto Grande Uruguay, Punta del Tigre, Central Batlle y UPM operando a plena carga, y por importación de potencia de Argentina.

El primer caso estará dado por la inserción de generación eólica de acuerdo a las primeras dos licitaciones realizadas en Uruguay, totalizando aproximadamente 400MW de potencia eólica instalada, sobre el cual se analizará la repercusión de este nivel de inserción de potencia eólica en el mínimo y en el máximo. El segundo caso será abordado con el mismo criterio, pero prevé la inserción de potencia eólica dada por la ampliación de la segunda licitación, lo cual implicará que la potencia total instalada de origen eólico a ser considerada se encuentre ligeramente por encima de los 1000MW. Por lo tanto, para el año 2017 se estudiarán, en principio, los siguientes escenarios: los escenarios base (mínimo y máximo); los escenarios mínimo y máximo con incorporación de 400MW de generación eólica (caso 1); y los escenarios mínimo y máximo con incorporación de 1000MW de generación eólica (caso 2). En la tabla 7.3 se presentan los modelos utilizados para los aerogeneradores.

Finalmente, para los casos 1 y 2 del máximo de 2017 se realizará un análisis modal alternativo, el cual establecerá una restricción operativa en la cual se restringe la operación de forma que determinados parques eólicos consuman potencia reactiva a efectos de verificar la mejora de determinados modos oscilatorios cuyo desempeño es clave para preservar la estabilidad del sistema.

En todos los escenarios y casos analizados, el exceso de potencia generada en el territorio uruguayo se exporta a Argentina.

7.1.4. Modelos de generadores sincrónicos

El modelado de los generadores sincrónicos que intervienen en los estudios se resume en la tabla 7.1:

Central Generadora	Modelo Máquina	Sistema de excitación	PSS	Regulador velocidad
ALMAFUERTE	GENSAL	-	-	-
EZEIZA	GENSAL	-	-	SLACK
RODRIGUEZ	GENSAL	-	-	-
YACYRETA	GENSAL	-	-	-
SALTO	GENSAL	UDM	UDM	-
TERRA	GENSAL	UDM	-	-
BAYGORRIA	GENSAL	IEEEET2	-	-
PALMAR	GENSAL	ESST3A	-	-
BATLLE 5 - 6	GENROU	UDM	-	IEEEG1
PTI 1 - 6	GENROE	ESAC6A	-	IEESG0
UPM	GENROU	UDM	-	IEEEG1
CTR	GENROU	IEEEET2	-	GAST2A

Tabla 7.1: Resumen de modelos dinámicos utilizados de generadores sincrónicos

7.1.5. Modelos de parques eólicos

La topología de aerogenerador utilizada para los modelos de los parques eólicos en consideración ha sido seleccionada en función de la información de los estudios de impacto ambiental disponibles en la DINAMA al momento de la realización de este trabajo [14]. En particular, se utilizan modelos detallados para los parques generadores de gran porte vinculados directamente a instalaciones de transmisión, recurriendo al modelado como carga negativa al caso de los parques interconectados a la red de distribución.

Para el año 2013, se utilizarán los modelos expuestos en la tabla 7.2:

Central Generadora	Modelo de Parque	Potencia (MW)
AMPLIN	FC (Tipo D)	15
VENTI	FC (Tipo D)	51
PALMATIR	DFIG (UDM)	50
FINGANO	DFIG (UDM)	50
CARACOLES	CN	20
KENTILUX	CN	17

Tabla 7.2: Resumen de modelos dinámicos utilizados de parques eólicos del año 2013

Para el año 2017, se utilizarán los modelos en la tabla 7.3, indicando cuáles son utilizados en los dos casos de estudio previstos:

Central Generadora	Modelo de Parque	Potencia (MW)	Casos
AMPLIN	FC (Tipo D)	15	1-2
VENTI	FC (Tipo D)	51	1-2
PALMATIR	DFIG (UDM)	50	1-2
FINGANO	DFIG (UDM)	50	1-2
EOLICA MINAS	FC (Tipo D)	42	1-2
AGUA LEGUAS 1	FC (Tipo D)	50	1-2
AGUA LEGUAS 2	FC (Tipo D)	50	1-2
ENSOL	DFIG (UDM)	50.4	1-2
LUZ DE MAR	DFIG (UDM)	18	1-2
FORTUNY	DFIG (UDM)	19.5	1-2
CARACOLES	CN	20	1-2
KENTILUX	CN	17	1-2
MC MEEKAN	DFIG	70.5	2
R.MENDOZA	DFIG	51	2
ASTIDAY	DFIG	51	2
V. DE PASTORAL	DFIG	49.5	2
R. DEL SUR	DFIG	51	2
NOUKAR	DFIG	51	2
MOLINO DE ROSAS	DFIG	51	2
VENGANO	DFIG	40.5	2
ESTRELLADA	DFIG	51	2
TULIFOX	DFIG	51	2
POLESINE	DFIG	51	2
ARIAS	DFIG	70.5	2

Tabla 7.3: Resumen de modelos dinámicos utilizados de parques eólicos desglosados para casos y escenarios del año 2017

7.2. Análisis de escenarios

7.2.1. Escenarios del año 2013

La tabla 7.4 exhibe los modos dominantes del sistema para los escenarios mínimos correspondientes al año 2013.

MODO	BASE		EOLICO	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.38	3.71	1.38	3.70
RN	1.17	7.28	1.17	6.78
TERRA 1	1.38	7.35	1.38	7.39
TERRA 2	1.38	7.35	1.38	7.39
TERRA 3	1.38	7.35	1.38	7.39
FINGANO	x	x	1.94	7.73
PALMATIR	x	x	1.94	7.74
UPM 2	2.22	8.37	2.23	8.39
PALMAR 1	1.45	8.52	1.44	8.42
BY-T	1.31	9.18	1.31	9.34
PALMAR 2	1.50	9.78	1.50	9.78
PALMAR 3	1.50	9.78	1.50	9.78

Tabla 7.4: Evolución de modos dominantes en los escenarios mínimos 2013

Los modos de oscilación responden a las siguientes características:

- El modo UPM 1 refiere a la oscilación en fase de los dos generadores de la referida central, en contrafase con el resto del sistema, en tanto que UPM 2 refiere al modo de oscilación en contrafase de los dos generadores que conforman la central. El bajo amortiguamiento de este modo ha sido detectado en trabajos previos [21], [6].
- El modo RN refiere a la oscilación conjunta de las centrales Terra y Baygorria en contrafase con el resto del sistema.
- Los modos TERRA 1, TERRA 2 y TERRA 3 son modos intraplanta en la cual se manifiestan diferentes patrones de oscilación entre los cuatro generadores que componen esta central.
- BY-T refiere al modo de oscilación en contrafase de los generadores de las centrales Terra y Baygorria.
- FINGANO y PALMATIR refieren a los modos de torsión de los aerogeneradores DFIG de las centrales mencionadas.
- PALMAR 1 es el modo que pone de manifiesto la oscilación de la central Palmar en contra el resto del sistema eléctrico.
- PALMAR 2 y PALMAR 3 refieren a los modos de oscilación intraplanta que presentan los tres generadores que componen esta central.

El comportamiento de los modos de oscilación es muy similar a lo previamente analizado en capítulos anteriores:

- Los modos de UPM son prácticamente insensibles a la inclusión de potencia de origen eólico.
- Los modos RN y BY-T responden en forma contrapuesta debido al cambio de patrón de oscilación entre las centrales Terra y Baygorria.
- Los modos TERRA se ven beneficiados por la inclusión de Palmatir, aumentando levemente el amortiguamiento.
- PALMAR 1 deteriora levemente su amortiguamiento y par sincronizante.
- Se aprecia la aparición de modos torsión producto del sistema mecánico de los aerogeneradores de Palmatir y Fingano, de tecnología DFIG.

La tabla 7.5 exhibe los modos dominantes del sistema para los escenarios máximos correspondientes al año 2013.

MODO	BASE		EOLICO	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.39	3.73	1.38	3.68
PTI 1	2.69	5.57	2.68	5.40
PTI 2	3.21	6.62	3.17	6.39
PTI 3	3.21	6.62	3.17	6.39
PTI 4	3.21	6.62	3.17	6.39
PTI 5	3.21	6.62	3.17	6.39
PTI 6	3.21	6.62	3.17	6.39
TERRA 1	1.45	7.06	1.43	7.16
TERRA 2	1.45	7.06	1.43	7.16
TERRA 3	1.45	7.06	1.43	7.16
FINGANO	x	x	1.94	7.74
PALMATIR	x	x	1.94	7.74
RN	1.19	7.91	1.18	7.75
BY-T	1.33	8.36	1.32	8.61
UPM 2	2.23	8.43	2.23	8.43
PALMAR 1	1.51	8.84	1.51	8.77
PALMAR 2	1.58	9.55	1.59	9.63
PALMAR 3	1.58	9.55	1.59	9.63

Tabla 7.5: Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2013

Dada la inserción de los generadores de Punta del Tigre en este escenario, se agregan seis modos correspondientes a esta central, respecto a los modos descritos en el escenario mínimo 2013. PTI 1 refiere a la oscilación de los seis generadores de Punta del Tigre oscilando contra el resto del sistema eléctrico, en tanto que PTI 2, 3, 4, 5 y 6 son los modos de oscilación

internos entre los generadores de la planta.

El comportamiento de los modos enumerados anteriormente es similar al analizado para los escenarios mínimos de 2013, tomando en consideración que al existir un mayor estrés en el sistema eléctrico, los modos tienden en forma natural a perder amortiguamiento. La excepción a este caso se encuentra en el modo RN, donde se puede notar que la inclusión de los parques eólicos producen un incremento en el amortiguamiento respecto al caso mínimo de 2013 debido al aumento de la participación de las centrales térmicas en este modo de oscilación, lo cual fue analizado en el capítulo 6. Paralelamente, es de notar que el amortiguamiento de los modos correspondientes a Punta del Tigre tienden a degradarse levemente frente a la inclusión de potencia de origen eólico.

7.2.2. Escenarios del año 2017

La tabla 7.6 exhibe los modos dominantes del sistema para los escenarios mínimos correspondientes al año 2017.

MODO	BASE		CASO 1		CASO 2	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.38	3.73	1.38	3.69	1.37	3.64
RN	1.17	7.81	1.18	6.65	1.18	6.16
TERRA 1	1.35	7.54	1.34	7.58	1.35	7.53
TERRA 2	1.35	7.54	1.34	7.58	1.35	7.53
TERRA 3	1.35	7.54	1.34	7.58	1.35	7.53
DFIG	x	x	1.94	7.74-7.75	1.94-1.95	7.66-7.78
UPM 2	2.22	8.33	2.23	8.41	2.27	8.66
BY-T	1.29	9.38	1.31	9.61	1.33	9.48

Tabla 7.6: Evolución de modos dominantes en los escenarios mínimos del año 2017

Los modos que se observan en la tabla 7.6 se corresponden con la nomenclatura utilizada en los escenarios mínimo y máximo de 2013. En este caso se agrupan los modos torsionales de los parques bajo la denominación modo DFIG, para evitar sobrecargar la tabla.

Tomando en consideración los escenarios base, cabe destacar que si bien la carga es mayor en el escenario mínimo 2017, se puede observar un aumento del amortiguamiento de todos los modos respecto al caso 2013 (salvo un muy leve deterioro de UPM 2) y se puede explicar por las siguientes razones:

- La inclusión en el modelo de los cierres de anillo Artigas-Rivera y Tacuarembó-Melo en 150kV.

- La inclusión en el modelo de los cierres de anillo Montevideo-San Carlos-Melo en 500kV.

Ambas medidas mejoran la potencia de cortocircuito del sistema y por ende el amortiguamiento de los modos del mismo. De igual forma, permite disminuir el intercambio de energía entre Terra y Baygorria, lo que explica el incremento simultáneo en el amortiguamiento tanto de RN como de BY-T. Asimismo, los amortiguamientos de los modos de Palmar observados en el escenario 2013 están por encima del 10 % y por esa razón no fueron incluidos en la tabla 7.6.

Por último, cabe destacar que la evolución de los modos frente a la inclusión de energía eólica no presenta variaciones significativas respecto a las menciones realizadas anteriormente. En todos los casos, los modos que representan oscilaciones interárea u oscilaciones intraplanta mejoran su amortiguamiento si se compara cualquiera de los dos casos respecto al escenario base y verificándose una degradación muy importante en el modo RN para cualquiera de los dos casos con inserción de generación eólica.

La tabla 7.7 exhibe los modos dominantes del sistema para los escenarios máximos correspondientes al año 2017.

MODO	BASE		CASO 1		CASO 2	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.39	3.73	1.39	3.70	1.39	3.77
PTI 1	2.68	5.25	2.67	5.22	2.73	5.72
PTI 2	3.09	5.73	3.07	5.61	3.18	6.41
PTI 3	3.09	5.73	3.07	5.61	3.18	6.41
PTI 4	3.09	5.73	3.07	5.61	3.18	6.41
PTI 5	3.09	5.73	3.07	5.61	3.18	6.41
PTI 6	3.09	5.73	3.07	5.61	3.18	6.41
TERRA 1	1.41	7.23	1.38	7.36	1.42	7.16
TERRA 2	1.41	7.23	1.38	7.36	1.42	7.16
TERRA 3	1.41	7.23	1.38	7.36	1.42	7.16
BY-T	1.30	8.01	1.29	8.73	1.32	8.37
DFIGS	x	x	1.94	7.75-7.80	1.94-1.95	7.65-7.77
BO 1	1.87	8.05	1.87	8.09	1.86	10.16
UPM 2	2.28	8.35	2.29	8.40	2.28	8.70
RN	1.17	9.86	1.17	8.58	1.19	7.88
BO 2	1.70	11.11	1.69	9.52	1.68	10.01

Tabla 7.7: Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos del año 2017

En este caso, al comparar con el escenario base del máximo de 2013 se

observa que existe una mejoría muy importante en el modo RN y un leve deterioro para los modos de Punta del Tigre, lo cual pone de manifiesto que los cierres de anillo de 150kV beneficia directamente a las centrales hidroeléctricas como es de esperar, pero no evita el degradamiento del amortiguamiento de Punta del Tigre debido al incremento de carga en el sistema que se transmitirá a nivel de 500kV.

Aquí se puede observar que se manifiesta la aparición de dos modos más respecto al escenario mínimo de 2017:

- BO 1 corresponde a la oscilación en contrafase de los generadores de la quinta y sexta unidad de la Central Batlle.
- BO 2 corresponde a la oscilación coherente entre los generadores de la quinta y sexta unidad en contrafase con el resto del sistema eléctrico.

Si se considera la evolución del escenario base respecto al caso 1 se puede observar el comportamiento contrapuesto de los modos comunes e interárea:

- El modo común BO 2 disminuye en forma apreciable en tanto que el modo interárea BO 1 aumenta ligeramente.
- El leve deterioro del amortiguamiento del modo común UPM 1 se ve acompañado de una leve mejora del modo intraplanta UPM 2.
- Esto mismo es válido para los modos RN y BY-T en consistencia con lo que ha sido analizado en todo este trabajo. Particularmente, el modo RN presenta un amortiguamiento sumamente sensible a la inclusión de potencia eólica.
- Los modos TERRA varían su frecuencia y amortiguamiento de forma tal que el producto de los mismos es constante, denotando que el par amortiguador no sufre modificaciones apreciables.

Por otra parte, se observa un leve deterioro del amortiguamiento de Punta del Tigre debido a la redistribución del flujo de potencia en el caso 1.

Si ahora se considera el incremento de potencia eólica desde el escenario base al caso 2 se pueden puntualizar los efectos más notables:

- Existe una notoria mejoría en los modos de Punta del Tigre, debido a la gran dispersión de potencia eólica en todo el país. Esto tiene como consecuencia que la carga sobre las líneas que unen Palmar con Montevideo disminuya drásticamente, lo cual mejora notoriamente la frecuencia y por ende el par sincronizante de la central. Es decir, se verifica un descongestionamiento en la red de 500kV debido a la dispersión de la potencia eólica que beneficia directamente a Punta del Tigre, situación que no ocurre en el caso 1 dado que el nivel de penetración eólico no es tan alto.

- Si bien se observa una mejoría de BY-T respecto al escenario base, se observa un empeoramiento del mismo cuando se compara la evolución del caso 1 al caso 2. En esta oportunidad, la redistribución del flujo de potencia afecta la naturaleza del modo BY-T que ahora contiene una participación de los generadores de UPM del orden del 10 % y que oscilan en contrafase respecto a Baygorria, por lo cual, el razonamiento utilizado respecto a la evolución contrapuesta de estos modos deja de ser válido.
- Existe asimismo un incremento notorio y simultáneo en la amortiguación de los modos de Central Batlle producto de una disminución importante de potencia reactiva en sus generadores. Exactamente la misma situación ocurre con los generadores de UPM que aumentan en forma más leve sus dos modos oscilatorios.

El caso 2 permite observar que cuando el nivel de penetración de potencia eólica es muy alto, la redistribución de flujo de potencia activa y reactiva provoca cambios importantes en los factores de participación dentro de los modos oscilatorios, que complejizan el análisis al momento de extraer conclusiones de carácter general.

7.2.3. Modificación operativa de los casos 1 y 2

En virtud del bajo valor de amortiguamiento de los modos de oscilación de Punta del Tigre se propondrán dos variantes de los escenarios máximos de los casos 1 y 2. Se puede establecer en forma general que el incremento de generación de potencia reactiva de los generadores sincrónicos permitirá mejorar el amortiguamiento de los modos comunes debido a un aumento del par sincronizante y una consecuente caída en el ángulo, por lo cual, se evaluarán los casos 1 y 2 modificando el punto de operación de los aerogeneradores, de forma tal que consuman un determinado nivel de potencia reactiva que obligue a los generadores sincrónicos a despacharla. Bajo este razonamiento, todo modo de oscilación interárea será degradado, pero considerando que los modos comunes son los que dominan la respuesta transitoria del sistema, se priorizará mejorar el amortiguamiento de estos por encima del de los primeros.

El caso 1-I supone que los parques eólicos consumirán un determinado nivel de reactiva, según lo indicado en la tabla 7.8, lo cual permitirá modificar los modos de acuerdo a la tabla 7.9. Los valores de reactiva consumidos por estos aerogeneradores se ha elegido de forma tal que no se constaten sobrecargas en las líneas, ni que se vulnere el control de tensión de las centrales hidroeléctricas.

PARQUE EÓLICO	Q (MVAR)
AGUA LEGUAS 1	-16.4
AGUA LEGUAS 2	-16.4
ENSOL	-8.3
EOLICA MINAS	-11.2
FORTUNY	-4.2
LUZ DE MAR	-3.9
PALMATIR	-16.4
VENTI	-9.5

Tabla 7.8: Potencia reactiva despachada por parques eólicos en CASO 1-I

MODO	BASE		CASO 1		CASO 1-I	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.39	3.73	1.39	3.70	1.41	4.34
PTI 1	2.68	5.25	2.67	5.22	2.68	5.28
PTI 2	3.09	5.73	3.07	5.61	3.09	5.76
PTI 3	3.09	5.73	3.07	5.61	3.09	5.76
PTI 4	3.09	5.73	3.07	5.61	3.09	5.76
PTI 5	3.09	5.73	3.07	5.61	3.09	5.76
PTI 6	3.09	5.73	3.07	5.61	3.09	5.76
TERRA 1	1.41	7.23	1.38	7.36	1.51	6.77
TERRA 2	1.41	7.23	1.38	7.36	1.51	6.77
TERRA 3	1.41	7.23	1.38	7.36	1.51	6.77
BY-T	1.30	8.01	1.29	8.73	1.36	6.83
PALMATIR	x	x	1.94	7.75	1.94	7.67
FORTUNY	x	x	1.94	7.76	1.94	7.71
ENSOL	x	x	1.94	7.76	1.94	7.71
LUZ DE MAR	x	x	1.94	7.76	1.94	7.71
FINGANO	x	x	1.94	7.80	1.94	7.79
BO 1	1.87	8.05	1.87	8.09	1.86	7.97
UPM 2	2.28	8.35	2.29	8.40	2.29	8.40
RN	1.17	9.86	1.17	8.58	1.19	9.40
BO 2	1.70	11.11	1.69	9.52	1.68	9.44

Tabla 7.9: Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2017 (caso 1) considerando escenario adicional con consumo de reactiva por parte de los parques eólicos

A partir de la simulación de este nuevo escenario se pueden destacar los siguientes puntos:

1. La recuperación del amortiguamiento de los modos de PTI a valo-

res ligeramente por encima de los correspondientes al escenario base, permitiendo evitar la degradación sufrida en el amortiguamiento constatada en el caso 1.

2. El empeoramiento del modo BY-T consecuencia del consumo de reactiva por parte de los parques eólicos involucrados y la recuperación del modo RN, lo cual ya ha sido analizado con anterioridad.
3. La mejora que experimenta el amortiguamiento de UPM 1 debido a un cambio de la naturaleza del modo, ya que bajo este escenario oscila conjuntamente con Terra contra el resto del sistema eléctrico.

De la misma forma, si se estudia el consumo selectivo de potencia reactiva por parte de generadores eólicos en el caso 2 se puede establecer asimismo una mejora adicional en los modos de Punta del Tigre. A efectos de lograr esto, se debe observar que los parques eólicos McMeekan y Tulifox se encuentran conectados a la barra de 150kV de Punta del Tigre, por lo cual, si los mismos consumen potencia reactiva, deberán mejorar el desempeño oscilatorio de la central térmica. Asimismo, esta misma estrategia será utilizada con los parques Palmatir y Agua Leguas para mejorar el desempeño del modo RN. A efectos de la simulación del CASO 2-I, se simulará el consumo de potencia reactiva por parte de los parques de acuerdo a la tabla 7.10:

PARQUE EÓLICO	Q (MVAR)
AGUA LEGUAS 1	-21.3
AGUA LEGUAS 2	-21.3
PALMATIR	-21.3
MCMEEKAN	-30.0
TULIFOX	-9.5

Tabla 7.10: Potencia reactiva despachada por parques eólicos en el caso 2-I

Los resultados de este caso se exponen en la tabla 7.11:

MODO	BASE		CASO 2		CASO 2-I	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
UPM 1	1.39	3.73	1.39	3.77	1.37	5.54
PTI 1	2.68	5.25	2.73	5.72	2.78	5.97
PTI 2	3.09	5.73	3.18	6.41	3.25	6.82
PTI 3	3.09	5.73	3.18	6.41	3.25	6.82
PTI 4	3.09	5.73	3.18	6.41	3.25	6.82
PTI 5	3.09	5.73	3.18	6.41	3.25	6.82
PTI 6	3.09	5.73	3.18	6.41	3.25	6.82
TERRA 1	1.41	7.23	1.42	7.16	1.57	6.53
TERRA 2	1.41	7.23	1.42	7.16	1.57	6.53
TERRA 3	1.41	7.23	1.42	7.16	1.57	6.53
BY-T	1.30	8.01	1.32	8.37	1.43	5.62
DFIGS	x	x	1.94-1.95	7.65-7.77	1.94-1.95	7.59-7.77
BO 1	1.87	8.05	1.86	10.16	1.86	10.16
UPM 2	2.28	8.35	2.28	8.70	2.28	8.70
RN	1.17	9.86	1.19	7.88	1.21	8.74
BO 2	1.70	11.11	1.68	10.01	1.68	9.99

Tabla 7.11: Evolución de modos dominantes en los escenarios máximos 2017 (caso 2) considerando escenario adicional con consumo de reactiva por parte de los parques eólicos

De los modos del CASO 2-I se puede notar lo siguiente:

1. El amortiguamiento del modo UPM 1 sobrepasa por primera vez el umbral del 5% gracias a la participación de Terra y Baygorria en dicho modo.
2. Se constata la degradación del modo BY-T como era esperable, así como la recuperación del modo RN respecto al caso 2.
3. Mejoran levemente los amortiguamientos de los modos PTI. Es de esperar que la influencia no fuera tan notable desde que la interconexión de esta central se realiza a través del sistema de 500kV.

Finalmente, no es menor destacar que es el primer caso analizado en el presente trabajo que mediante un cambio selectivo en el punto de operación de los generadores se logra que el amortiguamiento de todos los modos se encuentren por encima del 5%.

7.2.4. Resumen de la sección

A partir de lo estudiado en esta sección se verifica lo siguiente:

- Los cierres de anillo en 150kV y la construcción de la línea Melo - San Carlos de 500kV tienen un impacto positivo en el amortiguamiento de los modos oscilatorios del sistema eléctrico.
- Se verifica un alto nivel de sensibilidad de los modos RN y BY-T debido a la interacción existente entre los parques eólicos de Palmatir y Agua Leguas con las centrales hidroeléctricas Terra y Baygorria. Particularmente, el modo RN resulta ser ampliamente perjudicado con la inserción de generación eólica, en todos los casos estudiados.
- Es posible mitigar el efecto negativo de la pérdida de amortiguamiento en los modos comunes producido por la incorporación de potencia eólica mediante el consumo de reactiva por parte de los parques. Esto se verifica particularmente para el modo RN, y en menor medida, para el modo PTI 1.
- Los modos de oscilación de Punta del Tigre presentan una evolución muy diferente al considerar diferentes grados de inclusión de energía eólica, debido a cómo se distribuye el flujo de potencia. Si bien la tendencia del amortiguamiento de estos modos es a deprimirse con un nivel bajo y moderado de incorporación de eólica, cuando existe un alto nivel de incorporación se observa una gran descongestión en la red de 500kV que permite que esta central adquiera un nivel de amortiguamiento un tanto más aceptable.

7.3. Validación del análisis modal

En esta sección se realizará la validación de los resultados más relevantes discutidos y estudiados en los capítulos 3 y 6. En particular, se realizará el estudio detallado del comportamiento de los modos RN y BY-T frente a fallas ocurridas en la línea 1 de 150kV que interconecta Terra con Young, considerando el escenario máximo del caso 1 del año 2017.

7.3.1. Estudio transitorio

A efectos de validar los estudios realizados, se ahondará el análisis del escenario máximo de 2017 con inclusión de generación eólica, presentando el *mode shape*, los factores de participación correspondientes y estudiando la respuesta transitoria de las máquinas involucradas al producirse un cortocircuito trifásico en la línea 1 que interconecta Terra con Young, siendo despejado a los 100ms de su comienzo.

Las figuras 7.4 y 7.5 presentan el *mode shape* de RN y la tabla 7.12 los factores de participación correspondientes. Desde el punto de vista dinámico,

se observa una participación preponderante de Terra y Baygorria, conjuntamente con UPM y Palmar, cuyas participaciones son más limitadas. Estas centrales oscilan en forma coherente entre sí, y en contrafase con Salto Grande. Al igual que fue estudiado con anterioridad, no se presentan diferencias significativas en el *mode shape* confirmando que la naturaleza del modo no se distorsiona al incluir potencia de origen eólico, aunque sí existe una modificación importante en los factores de participación de Terra principalmente, debido a que esta central se encuentra directamente afectada por la inclusión de los parques eólicos Agua Leguas y Palmatir.

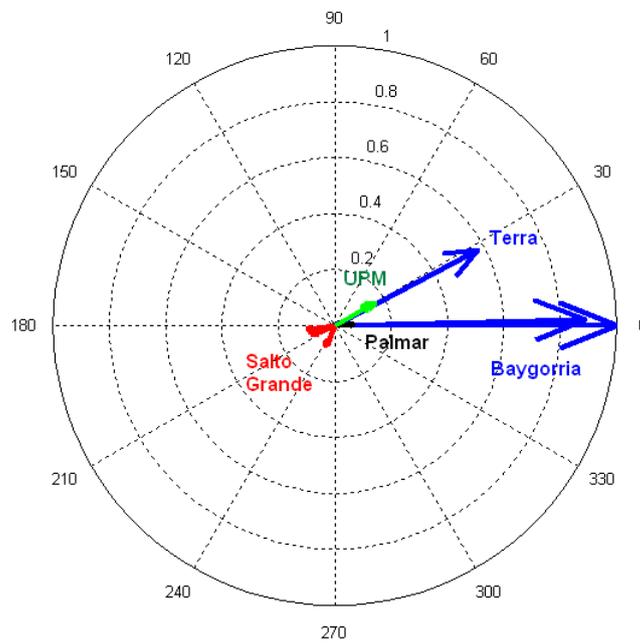


Figura 7.4: *Mode shape* RN para escenario máximo de 2017 con eólica

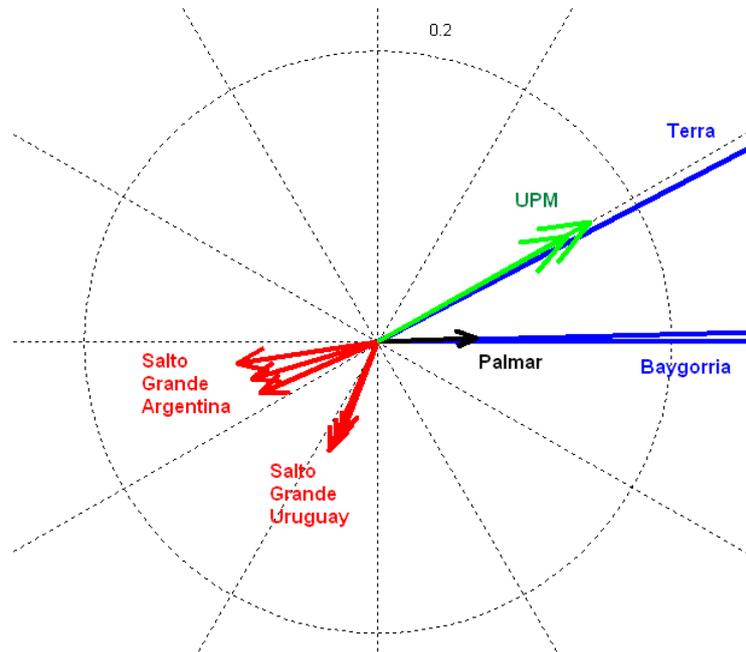


Figura 7.5: Detalle de *mode shape* de RN

Variable	Base	Eólico
BAYGORRIA $\omega_{1,2}$	100	100
BAYGORRIA ω_3	71.6	78.4
TERRA $\omega_{1,2,3,4}$	15.5	38.0
SALTO GDE. A. ω_{13}	5.8	5.5
SALTO GDE. A. $\omega_{1,3,5}$	4.6	4.8
SALTO GDE. A. $\omega_{2,4,6}$	4.0	4.5
UPM ω_1	3.0	4.4
SALTO GDE. U. ω_7	2.7	3.9
SALTO GDE. U. $\omega_{1,3,5}$	2.2	3.2
UPM ω_2	2.0	2.9
SALTO GDE. U. $\omega_{2,4,6}$	1.7	2.6
PALMAR $\omega_{1,2,3}$	< 1.0	1.6

Tabla 7.12: Factores de participación (%) para modo RN - máximo 2017, caso 1 para escenario máximo base y con eólica

En la figura 7.6 se observa la evolución de los ángulos de los generadores de las centrales mencionadas, las cuales han sido analizadas según el método de Prony para identificar su composición modal en la ventana de tiempo que comprende desde el inicio del despeje de la falta hasta el final de la simulación (1.1 - 15 segundos). Los reportes de los análisis a los que se hace

referencia en los próximos párrafos se encuentran adjuntos en el anexo A.

Terra y Baygorria oscilan prácticamente en fase acorde al *mode shape*, y la desviación de ángulo para ambas centrales está dominada por dos componentes cuya frecuencia de oscilación corresponde a los modos BY-T y RN. Como es de esperar la componente de frecuencia correspondiente al modo RN es el que domina las desviaciones de ángulo de ambas centrales de acuerdo al análisis de Prony.

En los casos de Palmar y Salto Grande, se observa la influencia de la componente del modo RN, pero debido a la interconexión de 500kV, es posible divisar una influencia importante de componentes de frecuencia menores a 1Hz que corresponde a la excitación de modos interárea con los generadores de la red argentina. En el caso particular de Salto Grande, se observa claramente la oscilación en contrafase con las centrales Baygorria y Terra, siendo la misma de pequeña magnitud, concordantemente con lo observado en los *mode shapes* y los factores de participación.

Por último, si bien la respuesta de UPM presenta componentes de muy baja frecuencia, es posible recomponer en gran medida la misma con señales cuyas frecuencias se encuentran muy próximas a la de los modos RN y BY-T. Asimismo, existe una fuerte componente de 1.40Hz que corresponde al modo local de esta central.

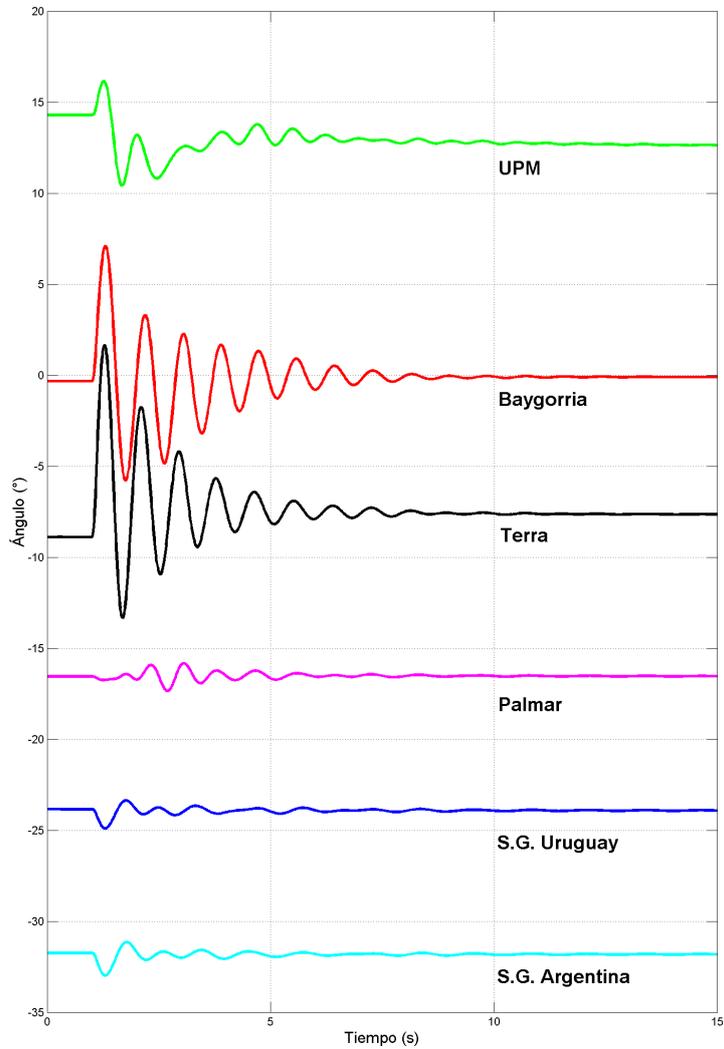


Figura 7.6: Evolución de ángulos: falta trifásica Terra Young 150kV

7.3.2. Evolución del amortiguamiento en función de la potencia reactiva inyectada por los parques eólicos

Se validarán los estudios realizados en los capítulos 3 y 6 respecto a la evolución del amortiguamiento las respuestas transitorias de Terra y Baygorria al variar el intercambio de potencia reactiva de los parques Palmatir, y Agua Leguas 1-2 para el caso 1 del escenario máximo de 2017. Nuevamente

se utilizará un cortocircuito trifásico en la línea Terra - Young para la realización de los estudios.

Se estudiarán cuatro escenarios:

- **Escenario 1:** Corresponde al máximo del año 2017 sin inserción de generación eólica.
- **Escenario 2:** Corresponde al caso 1 del máximo eólico del año 2017 inyectando la potencia activa nominal, e intercambiando potencia reactiva nula con la red.
- **Escenario 3:** Idéntico al escenario 2, con la salvedad que los parques eólicos operan con un factor de potencia inductivo de 0.95.
- **Escenario 4:** Idéntico al escenario 2, con la salvedad que los parques eólicos operan con un factor de potencia capacitivo de 0.95.

La tabla 7.13 muestra la evolución de los modos vinculantes a Terra y Baygorria al incluir potencia de origen eólico de acuerdo a los escenarios planteados, mientras que las tablas 7.14 y 7.15 muestran la evolución de los factores de participación según el escenario bajo estudio.

Escenario	1		2		3		4	
MODO	f (Hz)	ζ (%)						
TERRA	1.41	7.23	1.39	7.33	1.50	6.83	1.29	7.84
RN	1.16	9.66	1.17	8.29	1.18	9.09	1.14	7.34
BY-T	1.30	8.14	1.30	8.78	1.35	7.44	1.26	10.16

Tabla 7.13: Evolución de los modos Terra, RN, BY-T con diferentes escenarios de factor de potencia

VARIABLE	ESCENARIO			
	1	2	3	4
98551 : BAYG ω_1	1.00	1.00	1.00	0.69
98552 : BAYG ω_2	1.00	1.00	1.00	0.69
98553 : BAYG ω_3	0.73	0.78	0.76	0.58
98541 : TERRA ω_1	0.18	0.38	0.15	1.00
98542 : TERRA ω_2	0.18	0.38	0.15	1.00
98543 : TERRA ω_3	0.18	0.38	0.15	1.00
98544 : TERRA ω_4	0.18	0.38	0.15	1.00
Amortiguamiento (%)	9.66	8.29	9.09	7.34
Frecuencia (Hz)	1.16	1.17	1.18	1.14

Tabla 7.14: Factores de participación para el modo RN escenario máximo 2017 para diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva por parte de Palmatir y Agua Leguas 1 y 2 frente a cortocircuito de línea Young-Terra

VARIABLE	ESCENARIO			
	1	2	3	4
98551 : BAYG ω_1	0.64	1.00	0.56	1.00
98552 : BAYG ω_2	0.57	1.00	0.56	1.00
98553 : BAYG ω_3	0.57	0.76	0.69	0.54
98541 : TERRA ω_1	1.00	0.86	1.00	0.28
98542 : TERRA ω_2	1.00	0.86	1.00	0.28
98543 : TERRA ω_3	1.00	0.86	1.00	0.28
98544 : TERRA ω_4	1.00	0.86	1.00	0.28
Amortiguamiento (%)	8.14	8.78	7.44	10.16
Frecuencia (Hz)	1.30	1.30	1.35	1.26

Tabla 7.15: Factores de participación para el modo BY-T escenario máximo 2017 para diferentes niveles de intercambio de potencia reactiva por parte de Palmatir y Agua Leguas 1 y 2 frente a cortocircuito de línea Young-Terra

Análisis de la respuesta de Terra

La figura 7.7 muestra la evolución del ángulo interno del generador 1 de Terra al ocurrir el cortocircuito en el escenario 1 y en los tres escenarios restantes donde se incluye generación eólica.

En forma preliminar, y concordantemente con lo que fue discutido en las secciones 3.5.2 y 3.5.3 se observa lo siguiente respecto al punto de operación inicial previo a la aparición de la perturbación:

- La inclusión de potencia de origen eólico sin intercambio de potencia

reactiva provoca un aumento en el ángulo interno de los generadores debido a la necesidad de mantener la tensión constante en la barra de 150kV en Terra, y la necesidad de transportar la potencia generada no solo por Terra sino también por los parques eólicos.

- Bajo el supuesto que la potencia activa inyectada por los parques eólicos permanece constante, si los mismos comienzan a consumir potencia reactiva, fuerzan a los generadores sincrónicos de Terra a producir potencia reactiva, disminuyendo el ángulo interno y aumentando el par sincronizante respecto al caso descrito en el punto 1.
- Si los parques eólicos en lugar de consumir, comienzan a producir potencia reactiva, los generadores sincrónicos deberán consumir potencia reactiva para controlar la tensión en la barra de Terra y el ángulo interno de los mismos se incrementará.

El estudio de la respuesta transitoria puede valerse de las herramientas del análisis modal para ser analizada sin descuidar el hecho que la producción de un cortocircuito no constituye una pequeña perturbación. Tomando en consideración la figura 7.7 y los factores de participación de las tablas 7.14 y 7.15 se puede observar que una menor participación relativa de Terra mejora ambos modos de oscilación. Particularmente, es de interés observar que esto ocurre para el caso del modo RN en el escenario 3, cuando los parques eólicos consumen potencia reactiva.

Realizando el análisis de Prony de las respuestas de Terra de acuerdo a los escenarios descritos, se obtiene la descomposición presentada en la tabla 7.16, que es un resumen del análisis presentado en el apéndice A:

MODO	RN		BY-T	
	A	ζ (%)	A	ζ (%)
1	4.3	9.4	4.1	12
2	3.7	7.7	2.5	15
3	1.4	7.9	-	-
4	5.9	7.3	-	-

Tabla 7.16: Análisis de Prony para oscilación de ángulo de Terra: Amplitud y amortiguamiento de modos RN y BY-T

A partir de esta tabla, se puede destacar lo siguiente:

- Hay un deterioro en el amortiguamiento de Terra al incluir los parques eólicos (de escenario 1 a escenario 2).

- Cuando los parques eólicos consumen reactiva (escenario 3), hay una notable reducción en la amplitud de la oscilación y una mejora en el amortiguamiento, siendo el modo RN el que domina la dinámica de la respuesta.
- En caso que los parques inyecten reactiva (escenario 4), aumenta la amplitud de la respuesta y se observa un deterioro del amortiguamiento.

Por lo expuesto, se concluye que el consumo de potencia reactiva por parte de los parques eólicos será beneficioso para reducir la amplitud de las oscilaciones de los generadores sincrónicos, y aumentar su amortiguamiento. Por el contrario, si los parques inyectan potencia reactiva, el comportamiento será el contrario. Esto puede observarse con claridad en la figura 7.7.

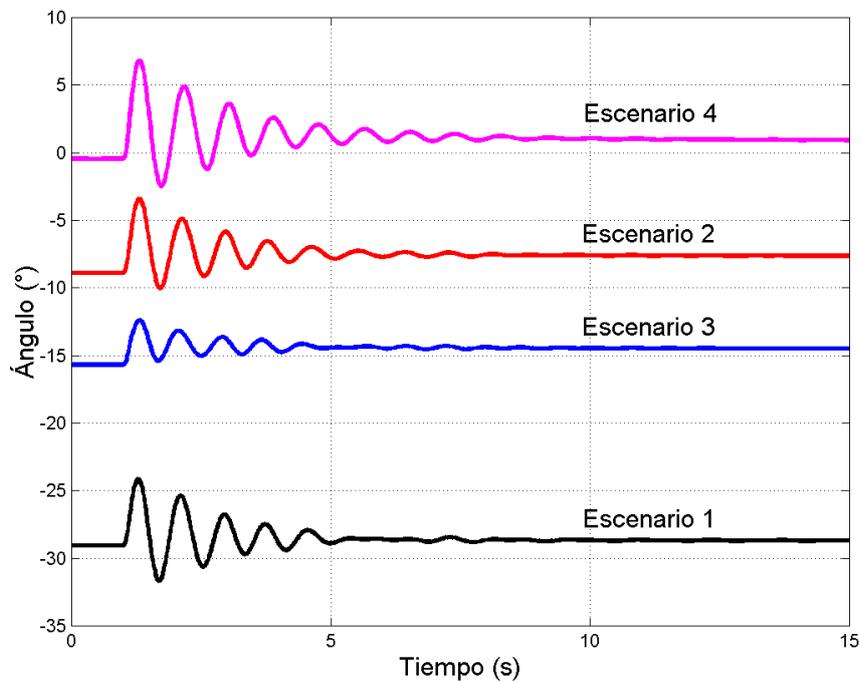


Figura 7.7: Evolución de ángulos en Terra frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos

Análisis de la respuesta de Baygorria

Para realizar el análisis de los puntos de operación en régimen de la central Baygorria previos a la perturbación en todos los escenarios, cabe observar que los flujos de potencia activa y reactiva de la líneas Baygorria

Terra y Baygorria Palmar se encuentran fijos dado que las tres centrales tienen fija la tensión de operación en 150kV (estrictamente, en el caso de Palmar, la tensión está fija en 500kV, pero las variaciones de tensión a nivel de 150kV en los escenarios estudiados son menores a 0.001 p.u.). Consecuentemente, la potencia activa que Baygorria entrega a Trinidad tendrá un valor fijo. Al estar fijos los intercambios de potencia activa y reactiva, la potencia reactiva que producirá Baygorria será aproximadamente constante en régimen permanente independientemente de la inyección de reactiva de los parques eólicos que se estudian. Esto tiene como consecuencia que los ángulos internos serán aproximadamente iguales para los escenarios 2, 3 y 4, lo cual se observa en la figura 7.8. Al igual que en el caso de Terra, al considerarse la inclusión de los parques eólicos del escenario 1 al escenario 2, la inclusión de potencia eólica provoca un aumento de ángulo interno de la máquina para poder transportar el nuevo volumen de potencia activa que impone el sistema.

Las figuras 7.8 y 7.9, así como el análisis de Prony de la tabla 7.17 permiten concluir que el comportamiento oscilatorio de Baygorria presenta las mismas características que el de Terra en función del intercambio de reactiva que presenten los parques eólicos.

MODO	RN		BY-T	
	A	ζ (%)	A	ζ (%)
1	6.4	8.6	1.8	7.7
2	4.3	7.2	0.7	6.6
3	2.5	8.0	-	-
4	4.8	6.9	-	-

Tabla 7.17: Análisis de Prony para oscilación de ángulo de Baygorria: Amplitud y amortiguamiento de modos RN y BY-T

Comparando los tres escenarios eólicos, se observa claramente en la figura 7.9 que tanto el par sincronizante como el amortiguamiento responden a lo expuesto en la tabla 7.13 y es consistente con el análisis de Prony:

- El caso con mejor amortiguamiento y par sincronizante es el inductivo (escenario 3) en el cual las oscilaciones presentan menor amplitud y se extinguen más rápidamente.
- El peor amortiguamiento y par sincronizante se dan en el caso capacitivo (escenario 4).
- El caso en el cual no hay intercambio de reactiva (escenario 2) por parte de los parques representa un escenario intermedio.

En síntesis, las excursiones de ángulo de Baygorria en el transitorio cuando existe un intercambio de potencia reactiva en los parques eólicos pueden ser observados en el desempeño en pequeña señal. Por último, resulta interesante observar que al no existir un cambio en el punto de operación para Baygorria, la mejora del amortiguamiento en el caso inductivo es similar a la que hipotéticamente podría producir la instalación de un PSS en dicha central.

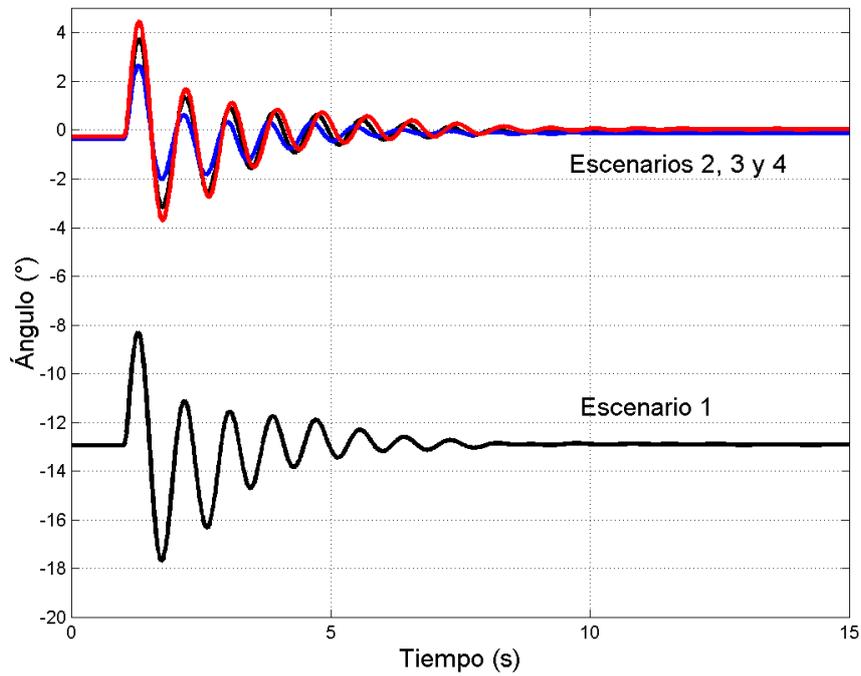


Figura 7.8: Evolución de ángulos en Baygorria frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos

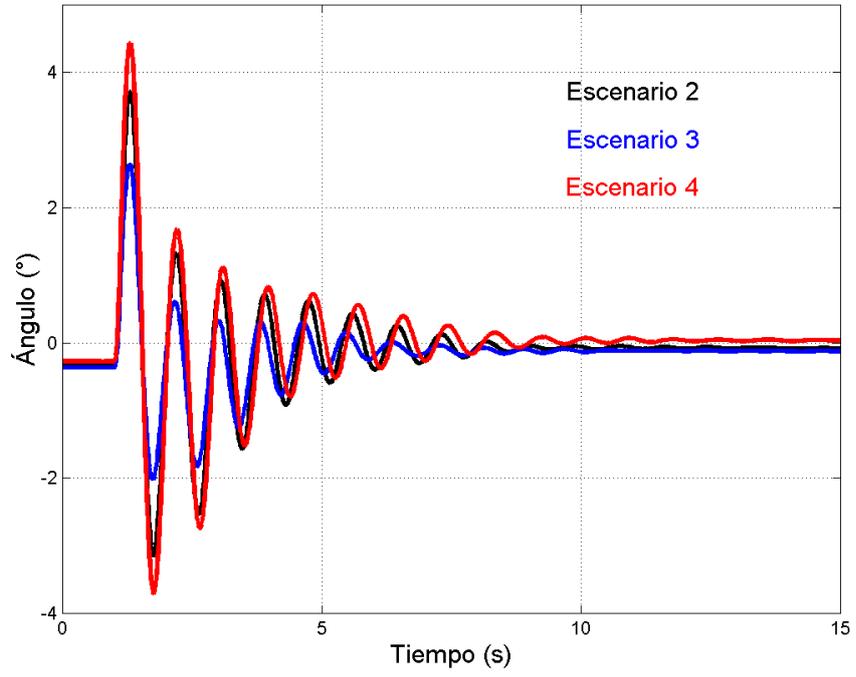


Figura 7.9: Evolución de ángulos en Baygorria frente a la variación de intercambio de potencia reactiva de parques eólicos

Capítulo 8

Estudio de incorporación de PSS eólicos en el sistema eléctrico uruguayo

8.1. Introducción

En el presente capítulo se realizarán los estudios correspondientes a la repercusión de la incorporación de PSS en parques eólicos, de acuerdo a la concepción de estabilizador que fue introducida en el capítulo 5. Se utilizará el modelo de la red de transmisión uruguayo a efectos de la realización de estos estudios.

Como fue analizado en el capítulo 3, la incorporación de generación eólica en zonas eléctricamente cercanas a las centrales hidroeléctricas Terra y Baygorria repercutirá en forma apreciable sobre el amortiguamiento de los modos de oscilación asociados a estas centrales. Esto fue particularmente constatado en las simulaciones documentadas en los capítulos 6 y 7, donde la introducción de los parques eólicos de Palmatir (50MW) y Agua Leguas 1 y 2 (50MW cada uno) tienden a deteriorar el amortiguamiento del modo RN y a potenciar el amortiguamiento del modo BY-T. Paralelamente, también se ha estudiado que el consumo de potencia reactiva por parte de estos parques eólicos, favorecen el incremento del par amortiguador y sincronizante del modo RN, que es el modo dominante, lo cual permite reducir la amplitud de las oscilaciones y amortiguarlas más rápidamente frente a perturbaciones de pequeña o gran severidad. Como contrapartida, el amortiguamiento del modo BY-T se reduce al imponer esta restricción operativa, estableciendo por tanto, un límite en el intercambio de potencia reactiva entre el parque y la red para asegurar un amortiguamiento aceptable para este modo de oscilación.

El beneficio de la instalación de un PSS en las centrales de Palmatir y Agua Leguas consiste, de acuerdo a lo que fue estudiado en el capítulo 5, en aumentar simultáneamente el amortiguamiento de los dos modos oscilatorios, lo cual beneficiará la respuesta transitoria tanto de las centrales Terra como Baygorria.

8.2. Evaluación del PSS propuesto

8.2.1. Escenarios de trabajo

En esta sección se estudiarán cuatro escenarios de trabajo basados en el caso 1 de máxima demanda del año 2017, con motivo de evaluar el desempeño modal de los modos RN y BY-T debido a la inclusión de los parques eólicos de Palmatir y Agua Leguas en la red eléctrica, con y sin PSS. Se debe recalcar que en todos los estudios realizados en esta sección, se toma como hipótesis que los tres parques eólicos son del tipo FC, que los mismos operan entregando la potencia activa nominal a la red y no intercambian potencia reactiva con la misma en régimen permanente.

Los escenarios bajo estudio son los siguientes:

- **Escenario 1:** Este escenario corresponde a un máximo de demanda sin inclusión de energía eólica.
- **Escenario 2:** Corresponde al caso 1 del escenario estudiado en el capítulo 7, donde se incorporan 400MW de potencia de origen eólico. En este caso, los parques eólicos presentan las estrategias de control descritas en el capítulo 4, y por lo tanto no intervienen en el intercambio de energía cinética con los generadores sincrónicos. Se supone además que los referidos parques no intercambian potencia reactiva con la red.
- **Escenario 3:** En este escenario se simula la incorporación de un PSS al parque eólico de Palmatir, pero manteniendo la estrategia de control original para los parques de Agua Leguas. La figura 8.1 muestra un diagrama unifilar simplificado de este escenario.
- **Escenario 4:** Este escenario de estudio se diferencia del anterior por el hecho que se modela la utilización de tres PSS idénticos para los parques eólicos en cuestión. La figura 8.2 exhibe el unifilar correspondiente.

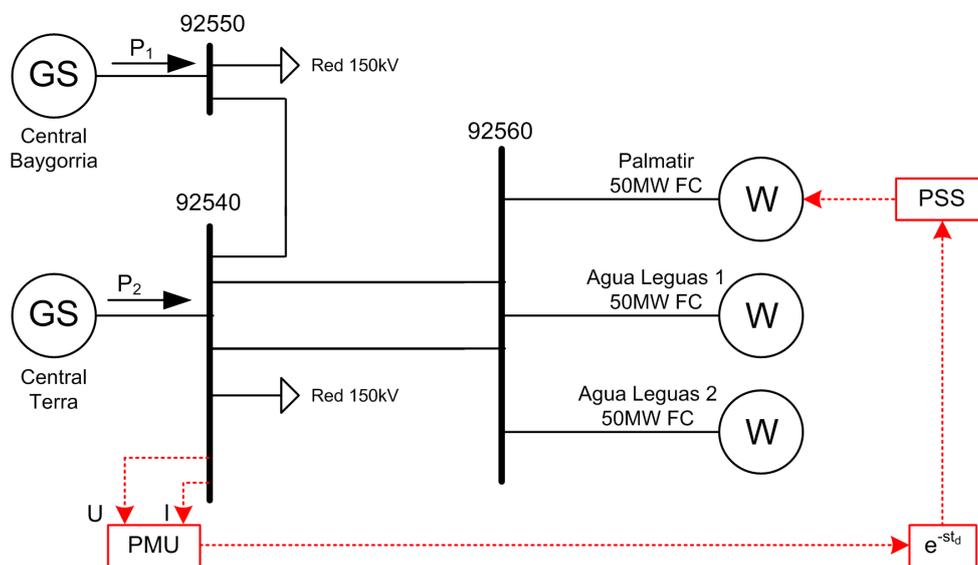


Figura 8.1: Diagrama unifilar simplificado con instalación de PSS en Palmatir

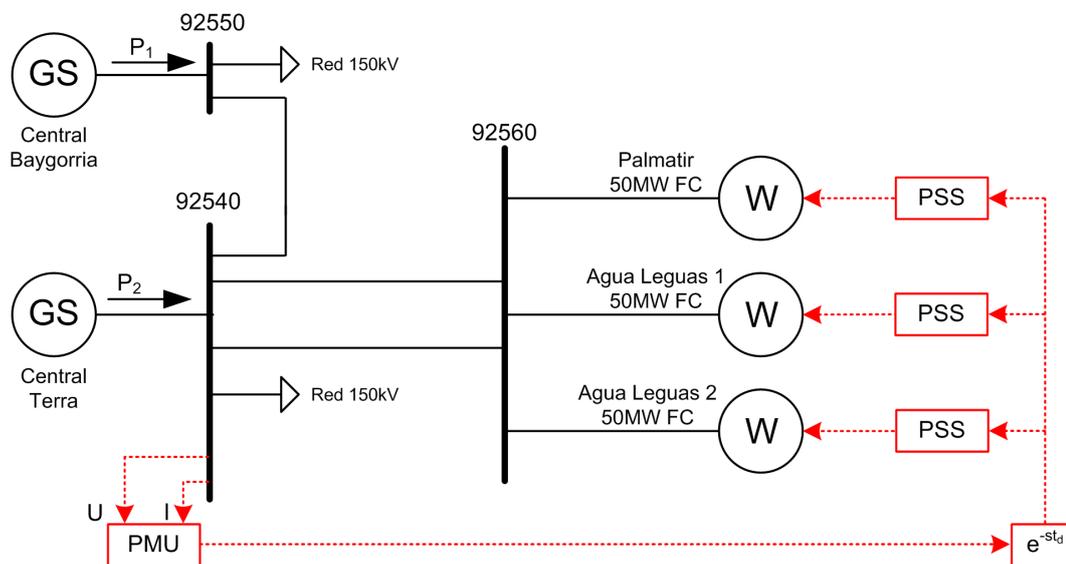


Figura 8.2: Diagrama unifilar simplificado con instalación de PSS en Palmatir y Agua Leguas

8.2.2. Descripción de los estudios a realizar

Para cada uno de los escenarios de trabajo descritos en la sección anterior se realizarán los siguientes estudios:

- **Cálculo del PSS:** Se realiza el cálculo del PSS de acuerdo a lo estipulado en el capítulo 5, considerando como punto de partida el escenario 2. Se evaluará la introducción de una señal de prueba remota proporcional a la potencia de salida de Terra en los parques eólicos, pero sin cambiar su estructura de control original, a efectos de determinar cuál debe ser la compensación de fase necesaria para poder modelar el PSS. Particularmente, se sintonizará el PSS que será utilizado para Palmatir en el escenario 3. Esta misma sintonización será utilizada también para el escenario 4, en el cual se incorporan PSS a los parques eólicos de Agua Leguas, dado que el emplazamiento relativo a Terra es el mismo.
- **Análisis modal:** Se determinará y comparará el amortiguamiento de los modos RN y BY-T para los escenarios descritos. En particular, se analizará la evolución de los factores de participación asociados a cada escenario de trabajo para el modo RN, por ser el que domina la respuesta dinámica de las centrales hidroeléctricas.
- **Respuesta transitoria frente a una perturbación severa:** Este estudio se basa en la simulación de un cortocircuito trifásico de 100ms de duración en la terna 1 de la línea Terra - Young, próximo a la barra de 150kV de la central Terra. En base a esta contingencia, se comparará en primera instancia la evolución de los ángulos de las centrales Terra y Baygorria para los escenarios propuestos a efectos de observar la incidencia de la inclusión de los PSS. En segundo término se estudiará y comparará la evolución de la potencia activa en los generadores de las centrales Terra, Baygorria y la potencia activa inyectada por parte de los parques eólicos.

8.3. Desarrollo de los estudios

8.3.1. Cálculo del PSS

Para realizar el cálculo del PSS, cuya estructura ha sido exhibida en la figura 5.3 deben determinarse los siguientes parámetros:

- El retardo del PMU, t_d que será considerado 100ms [13].
- La constante T_W del filtro pasaltos, que en este caso se considera 10s, de modo que permita el pasaje de componentes de frecuencias mayores a 1Hz, eliminando la influencia del PSS en régimen permanente.

- La ganancia G , la cual será ajustada a efectos que el amortiguamiento que los modos RN y BY-T se encuentren en el rango de $10\% < \zeta < 15\%$.
- Las constantes N , T y α del compensador, que serán especificadas de forma tal que para la frecuencia del modo RN, el cual domina la dinámica de oscilación, la potencia de salida de la turbina P_{WTG} se encuentre en fase con la potencia P_2 que genera Terra.

En primera instancia, se determinarán los parámetros del compensador, para lo cual, se deberá conocer cuál es el desfase existente entre la señal de entrada al PSS, que en este caso será la potencia de salida de Terra, denominada P_2 y la potencia de salida del parque eólico P_{WTG} .

Para realizar este análisis se deberá modificar el modelo dinámico del parque eólico de Palmatir a utilizarse en el escenario 2, e insertar una señal de prueba proporcional a P_2 con una ganancia G muy pequeña de forma que no altere el amortiguamiento de los modos de oscilación, pero que al mismo tiempo, genere una variable de estado que provea información sobre el desfase relativo que existe entre esta señal y la salida de potencia del parque eólico. Se ha elegido concatenar la ganancia con el filtro pasaaltos, dado que el mismo introduce un desfase de $0,78^\circ$ a la frecuencia de interés y genera una variable de estado que puede ser visualizada en el *mode shape* de RN. La figura 8.3 muestra la estructura de la señal de prueba utilizada, donde no se han incluido los bloques de priorización de inyección de reactiva, dado que se trata de un análisis en pequeña señal.

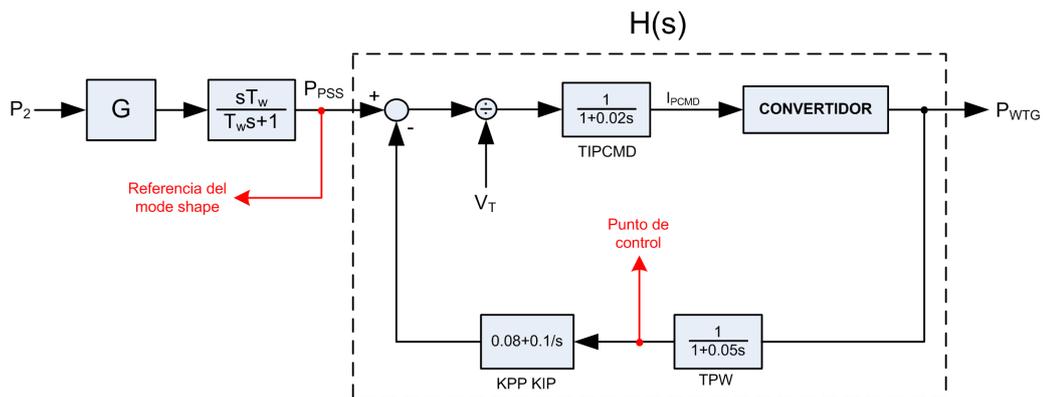


Figura 8.3: Evaluación de desfase entre potencia de Terra y Palmatir

A partir de esta figura y conociendo a priori que la frecuencia RN a la cual se realizará el ajuste de la sintonía será de 1.17Hz , se cuenta con dos variables de estado a partir de las cuales se puede calcular el desfase relativo entre P_2 y P_{WTG} : primero, la salida P_{PSS} del *wash out*, la cual se

tomará como referencia del *mode shape* de RN y; segundo la salida del bloque TPW. Para la frecuencia de interés, el retraso introducido por el *wash out* es de $0,78^\circ$ y el introducido por el bloque TPW es de $20,18^\circ$.

A partir del *mode shape* de RN, el defasaje calculado por el programa SSAT entre el punto de control y la referencia del *mode shape* es de $64,77^\circ$, por lo tanto, el defasaje entre P_{WTG} y la referencia será de $64,77^\circ + 20,18^\circ = 84,95^\circ$. Por otra parte, dado que la referencia atrasa en $0,78^\circ$ a la potencia P_2 , se concluye que P_{WTG} adelanta a P_2 en un ángulo de $\theta_{PSS} = 85,73^\circ$ para la frecuencia del modo RN, en el caso que no exista un PSS asociado al modelo dinámico del parque eólico.

Conocido el defasaje entre $\theta_{PSS} = 85,73^\circ$ debe observarse cuál es la estructura del PSS en la figura 8.4 a efectos de proveer la compensación de fase adecuada para la frecuencia del modo RN.

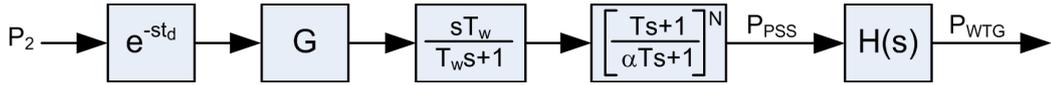


Figura 8.4: Diagrama simplificado de lazo de control de potencia activa con PSS

Dado que para la frecuencia de interés, el bloque *wash out* y la PMU introducen respectivamente un atraso de fase de $0,78^\circ$ y $42,12^\circ$, se concluye que el compensador debe proveer un atraso de fase de $85,73^\circ - 42,12^\circ - 0,78^\circ = 42,83^\circ$.

A partir de este defasaje, y de acuerdo a lo propuesto en el capítulo 5, $N = 1$.

Adicionalmente:

$$\alpha = \frac{1 - \text{sen}\left(\frac{\theta_{PSS}}{N}\right)}{1 + \text{sen}\left(\frac{\theta_{PSS}}{N}\right)} = 5,25 \quad (8.1)$$

$$T = \frac{1}{2\pi f_{RN} \sqrt{\alpha}} = 0,0592 \text{seg} \quad (8.2)$$

Por lo tanto, se deberá realizar un atraso de fase, y el PSS tendrá la siguiente transferencia:

$$G_c(s) = Ge^{-0,1s} \left(\frac{10s}{10s + 1} \right) \left(\frac{1 + 0,0592s}{1 + 0,3105s} \right) \quad (8.3)$$

Para finalizar el cálculo del PSS, se procede a calcular un valor de G que permita alcanzar el valor de amortiguamiento que ha sido fijado como objetivo. La tabla 8.1 muestra la evolución de los modos RN, BY-T en función de G . Asimismo se puede observar la evolución de los modos UPM 1 y PTI 1 que son los más críticos en el sistema propuesto, y los cuales se ven levemente deteriorados.

Modo	RN		BY-T		UPM 1		PTI 1	
	f (Hz)	ζ (%)						
0	1.17	8.61	1.29	8.73	1.39	3.70	2.67	5.22
1	1.17	9.34	1.29	9.31	1.39	3.69	2.67	5.22
2	1.16	10.07	1.30	9.90	1.39	3.67	2.67	5.21
3	1.16	10.81	1.30	10.49	1.39	3.65	2.67	5.20
4	1.16	11.57	1.30	11.07	1.39	3.63	2.67	5.20
5	1.15	12.36	1.29	11.65	1.39	3.61	2.67	5.19
6	1.15	13.18	1.29	12.12	1.39	3.60	2.67	5.18
7	1.15	14.06	1.28	12.48	1.39	3.58	2.67	5.18
8	1.14	15.01	1.28	12.82	1.39	3.57	2.67	5.17
9	1.14	16.07	1.28	13.12	1.39	3.55	2.67	5.16
10	1.14	17.26	1.27	13.36	1.39	3.54	2.67	5.16

Tabla 8.1: Evolución de los modos RN, BY-T con diferentes ganancias en el PSS

A efectos de los objetivos propuestos, el valor $G=5$ permite obtener valores de amortiguamiento adecuados, sin deteriorar en forma apreciable el amortiguamiento de los dos modos oscilatorios más comprometidos: UPM 1 y PTI 1. Si bien es posible obtener valores de amortiguamiento más elevados, implicarán una leve caída en el par sincronizante, y al mismo tiempo, una mayor exigencia oscilatoria para Palmatir.

8.3.2. Análisis modal

Considerados los escenarios descriptos anteriormente e incorporando el PSS calculado en los parques eólicos correspondientes a los escenarios 3 y 4, la evolución de los modos oscilatorios RN y BY-T se observan a continuación en la tabla 8.2:

Escenario	1		2		3		4	
	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)	f (Hz)	ζ (%)
RN	1.17	9.86	1.17	8.61	1.15	12.36	1.10	25.22
BY-T	1.30	8.02	1.29	8.73	1.29	11.65	1.25	13.28

Tabla 8.2: Evolución de los modos RN, BY-T con incorporación de PSS

En esta tabla se puede observar la tendencia a la degradación que sufre el amortiguamiento del modo RN cuando se incorpora potencia de origen eólico tal como se ha estudiado en el presente trabajo. La incorporación del PSS propuesto en el lazo de control de potencia activa tanto para Palmatir como para Agua Leguas mejoran notablemente el amortiguamiento de los modos de oscilación.

En la tabla 8.3 se puede observar la evolución de los factores de participación del modo RN. El pasaje del escenario 1 a 2 implica una mayor participación relativa de Terra que es el factor que degrada el amortiguamiento como fue analizado en el capítulo 6. Si se toma en consideración el escenario 3 respecto al escenario 2, el aumento del amortiguamiento es debido a la inyección de potencia oscilante por parte de Palmatir que se manifiesta en las variables de estado asociadas al PSS. Si bien aumenta la participación de Terra, hay un volumen de inyección de potencia oscilante por parte del parque eólico que se encuentra desacoplada de la inercia de Terra y Baygorria la cual produce la mejora del amortiguamiento. Finalmente, en el escenario 4 se observa que se acentúa la situación del escenario 3, con la incorporación de los parques de Agua Leguas.

VARIABLE	ESCENARIO			
	1	2	3	4
98551 : BAYGORRIA ω_1	1.00	1.00	1.00	0.34
98552 : BAYGORRIA ω_2	1.00	1.00	1.00	0.34
98553 : BAYGORRIA ω_3	0.72	0.77	0.78	0.31
98541 : TERRA ω_1	0.16	0.34	0.48	1.00
98542 : TERRA ω_2	0.16	0.34	0.48	1.00
98543 : TERRA ω_3	0.16	0.34	0.48	1.00
98544 : TERRA ω_4	0.16	0.34	0.48	1.00
98560 : PALMATIR PSS	-	-	0.30	0.48
98560 : PALMATIR PMU	-	-	0.26	0.38
98561 : AGUA L.1 PSS	-	-	-	0.48
98561 : AGUA L.1 PMU	-	-	-	0.38
98562 : AGUA L.2 PSS	-	-	-	0.48
98562 : AGUA L.2 PMU	-	-	-	0.38
Amortiguamiento (%)	9.86	8.61	12.36	25.22
Frecuencia (Hz)	1.17	1.17	1.15	1.10

Tabla 8.3: Factores de participación para el modo RN - evolución

8.3.3. Respuesta transitoria

Para realizar la evaluación de la respuesta transitoria se simuló un cortocircuito trifásico de 100ms de duración en la línea Terra Young, en las cercanías de la barra de Terra para los escenarios descritos.

En las figuras 8.5 y 8.6 se presenta la evolución del ángulo de Terra y Baygorria para los dos primeros escenarios de trabajo, donde se observa un leve deterioro en el amortiguamiento al incluir generación eólica, que se manifiesta en un mayor tiempo de asentamiento, especialmente en la respuesta de Terra.

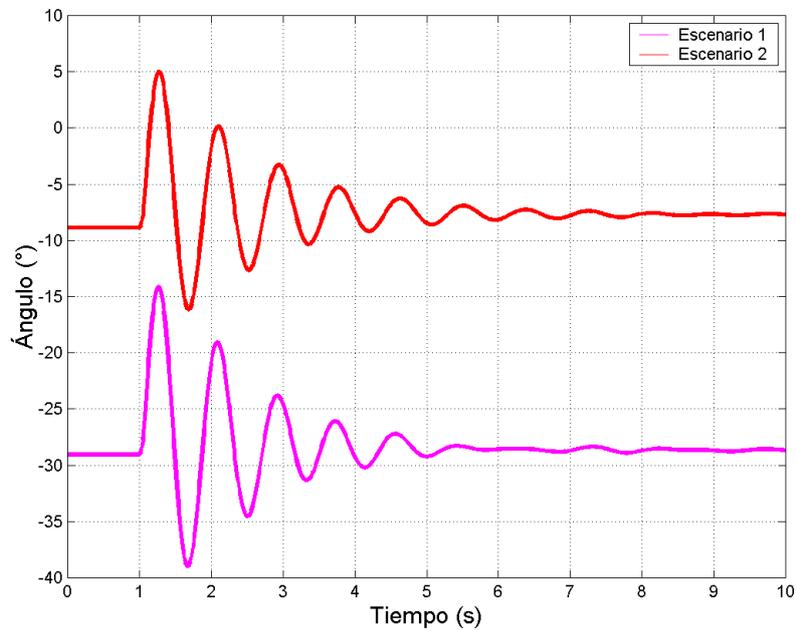


Figura 8.5: Oscilaciones de ángulo en Terra en escenarios 1 y 2

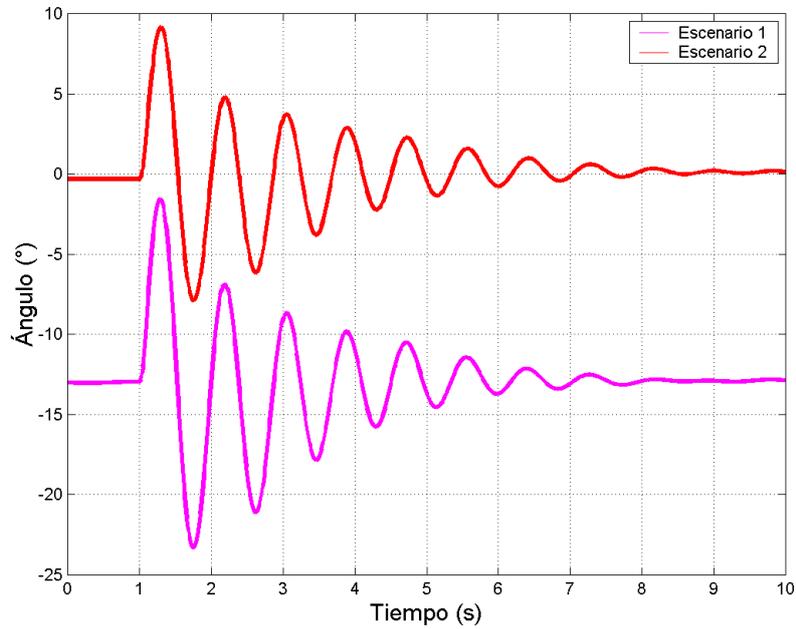


Figura 8.6: Oscilaciones de ángulo en Baygorria en escenarios 1 y 2

El efecto de la inclusión de los PSS sobre el amortiguamiento de ángulo para Terra y Baygorria puede ser observado en las figuras 8.7 y 8.8, donde por claridad, se observan solamente los escenarios 2, 3 y 4. Para ambas centrales se observa una notoria mejora en el amortiguamiento de las oscilaciones de ángulo, dominadas por el modo RN, el cual naturalmente se incrementa del escenario 3 al escenario 4 por la inclusión de mayor nivel de potencia oscilante según lo descrito.

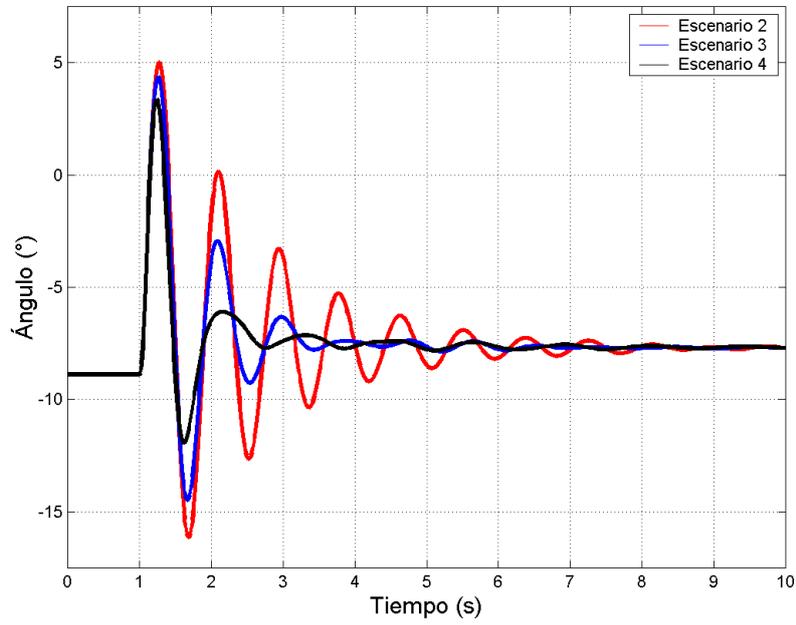


Figura 8.7: Oscilaciones de ángulo en Terra en escenarios 2, 3 y 4

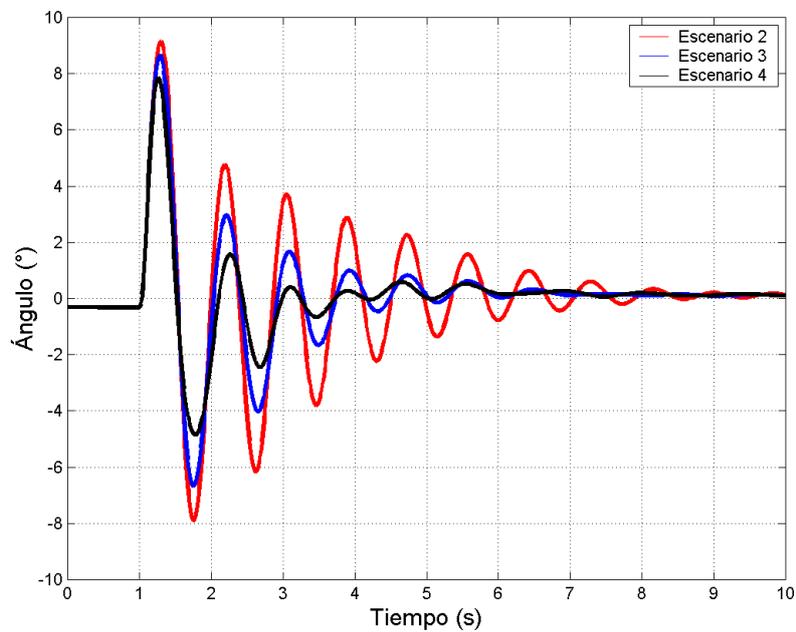


Figura 8.8: Oscilaciones de ángulo en Baygorria en escenarios 2, 3 y 4

Debido a la concepción del PSS propuesto, los resultados de mejora de amortiguamiento en los ángulos internos de los generadores sincrónicos de Terra y Baygorria es producto de la inyección de potencia oscilante por parte de los parques eólicos, las cuales se observan en las figuras 8.9 y 8.10.

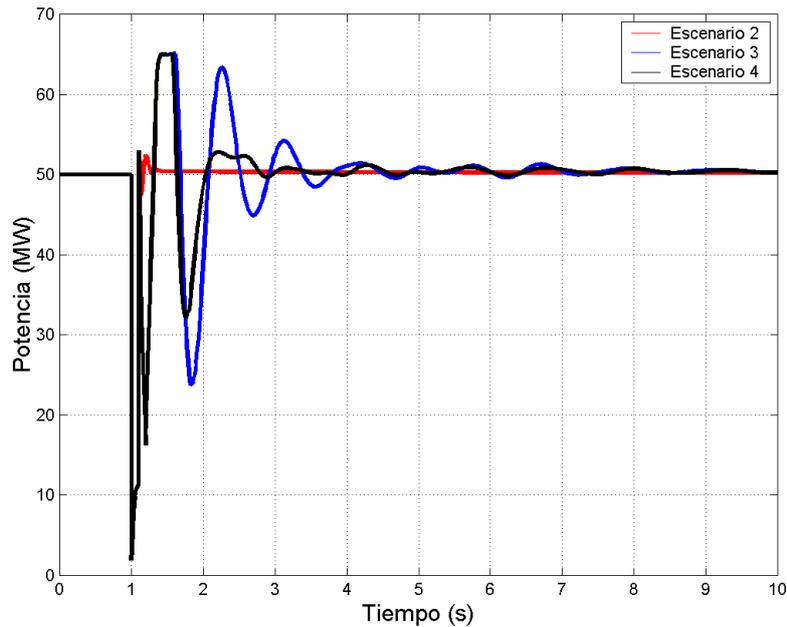


Figura 8.9: Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 2, 3 y 4

Tanto en el caso de Palmatir como en el de Agua Leguas se observa que en el escenario 2, los parques eólicos no participan en la oscilación del sistema de potencia entregando la potencia nominal luego de haber sido despejado el cortocircuito. Esta observación es válida para Agua Leguas en el escenario 3, donde tampoco se incluye el modelo de PSS. Particularmente resulta de interés observar la evolución de la potencia oscilante inyectada por Palmatir en los escenarios 3 y 4: en el escenario 3 existe un mayor nivel de oscilación debido a que este parque es el único parque que incluye PSS, en tanto que en el escenario 4 las oscilaciones de potencia son notoriamente más amortiguadas debido a que el aporte de potencia oscilante esta compartida con los dos parques de Agua Leguas.

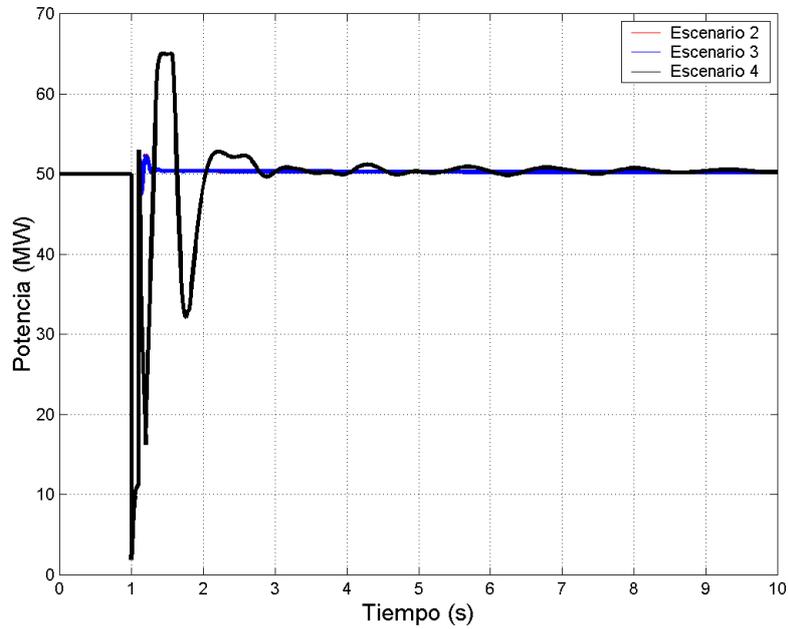


Figura 8.10: Potencia inyectada por Agua Leguas 1/2 en escenarios 2, 3 y 4

Otro aspecto que debe ser considerado a efectos de validar el diseño del PSS consiste en verificar que las oscilaciones de potencia activa de los parques eólicos están en fase respecto a las oscilaciones de potencia de las centrales Terra y Baygorria. Para ello se comparará la potencia inyectada por Palmatir con las potencias de las centrales hidroeléctricas para el caso particular del escenario 3, lo cual se expone en la figura 8.11.

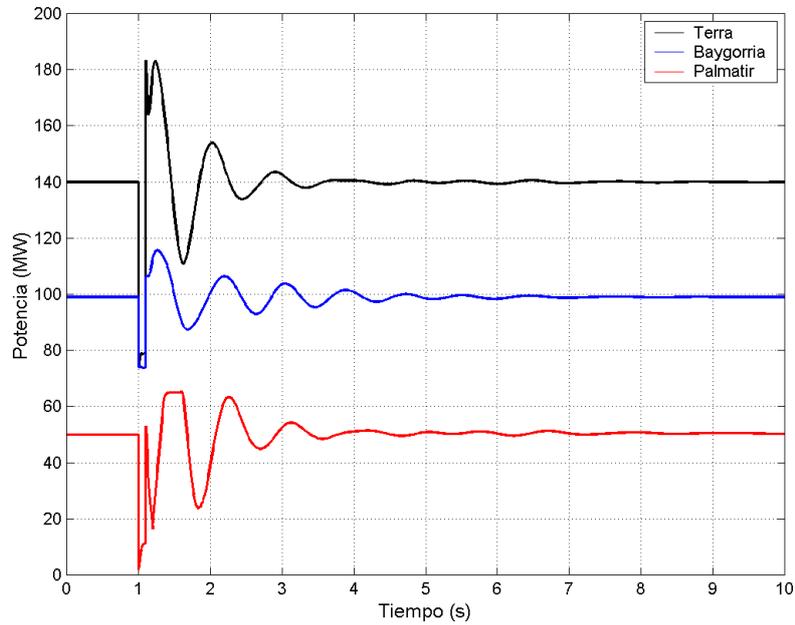


Figura 8.11: Potencia activa inyectada por Terra, Baygorria y Palmatir (escenario 3)

A partir de esta figura se puede observar la oscilación coherente de potencias de las tres centrales consideradas a partir de los 2 segundos aproximadamente, lo cual verifica la participación de Palmatir en el modo RN como fue previsto en el diseño del PSS.

A pesar de esto, es posible observar la existencia de fenómenos de naturaleza netamente no lineales que dominan la respuesta dinámica de Palmatir en los 500ms posteriores al despeje de la falta, los cuales se observan en la figura 8.12:

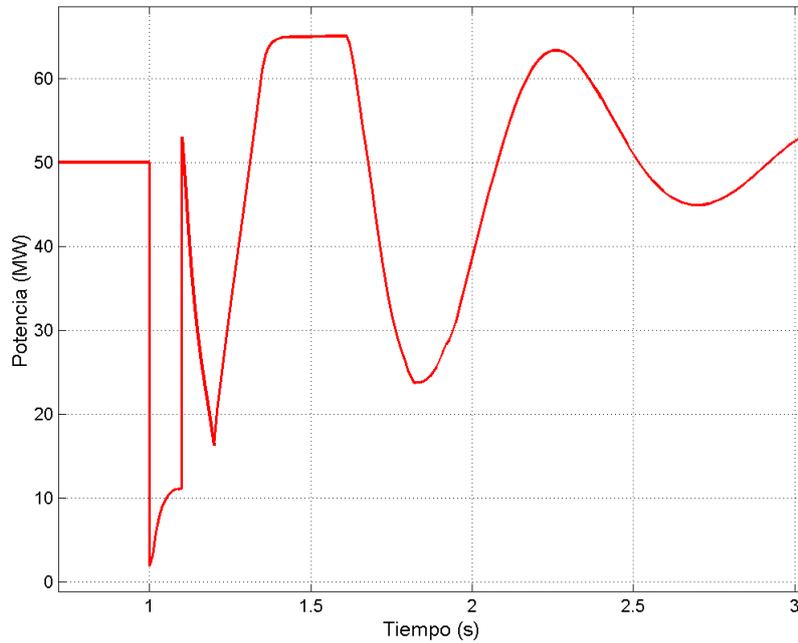


Figura 8.12: Detalle de potencia activa inyectada por Palmatir

- Se observa entre los 1.4 y los 1.6 segundos de simulación la saturación de inyección de potencia activa, debido a que la referencia del PSS solicita una inyección de potencia por encima de lo permitido por la capacidad de los convertidores, por lo tanto se limita la inyección por parte del sistema de control como medida protectora.
- Se observa una importante caída en la potencia activa inmediatamente luego de despejar la falta, la cual oscila en oposición de fase con la potencia inyectada por Terra y Baygorria.

Particularmente, este último fenómeno puede explicarse observando la figura 8.13, donde se grafica la potencia activa y reactiva intercambiada entre Palmatir y la red, así como la tensión en el punto de interconexión de este parque con la red eléctrica.

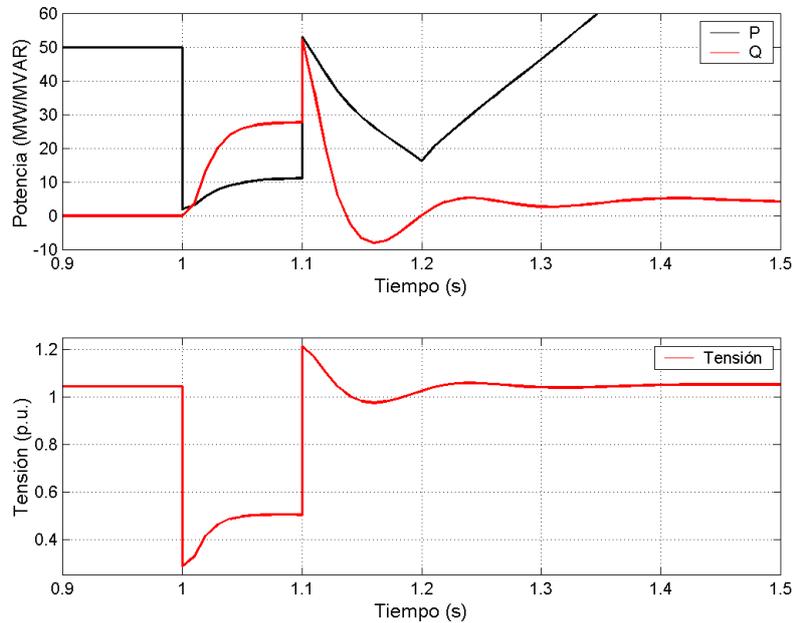


Figura 8.13: Detalle de potencia activa, reactiva y tensión en Palmatir

Aquí se puede observar claramente que en el transitorio, el parque eólico prioriza la inyección de potencia reactiva frente a la inyección de potencia activa, a efectos de contribuir al aumento de la tensión en la vecindad del punto de interconexión de Palmatir. Al despejarse la falta, existirá un sobretiro de potencia activa y reactiva que no solamente excederá la capacidad del convertidor de red, sino que además provocarán un pico de tensión que resulta inadmisibles. Por este motivo, el parque eólico ordena inyectar menor cantidad de potencia activa y reactiva a efectos que la tensión regrese a un valor aceptable tan pronto como sea posible.

Por lo tanto, si bien se ha observado anteriormente que la función de PSS se implementa en forma efectiva en el caso de la ocurrencia de una perturbación severa, al tener prioridad la inyección de reactiva, la función de estabilización actuará en cuanto la tensión adquiera un valor aceptable y no se restrinja la inyección de potencia activa. Esto es coherente cuando se observan las oscilaciones de ángulo de Terra y Baygorria: las mismas no comienzan a exhibir una mejora sustancial en el amortiguamiento antes de los 1.2 segundos de simulación, momento en el cual la tensión se estabiliza y se liberan las restricciones de inyección de potencia activa.

8.4. Inclusión de PSS y restricciones operativas

Como se ha tratado en los capítulos anteriores, el consumo de potencia reactiva de los parques eólicos provoca una inyección de potencia reactiva por parte de los generadores sincrónicos cercanos que redundará en una mejora del amortiguamiento y del par sincronizante de los modos comunes. En esta sección se realizará la evaluación del desempeño modal y transitorio de las centrales Terra y Baygorria, bajo las condiciones de trabajo que se especifican a continuación, y utilizando el PSS previamente sintonizado.

8.4.1. Escenarios de trabajo

En esta sección se realizará el estudio de dos escenarios de trabajo adicionales:

- **Escenario 5:** Este escenario es similar al escenario 3, con la salvedad que los parques eólicos Palmatir y Agua Leguas cumplen una consigna de factor de potencia 0.95 inductivo.
- **Escenario 6:** Este escenario es similar al escenario 4, con la salvedad que los parques eólicos Palmatir y Agua Leguas cumplen una consigna de factor de potencia 0.95 inductivo.

En función de los estudios realizados previamente, se comparará el desempeño modal y transitorio del escenario 3 con el 5 y del escenario 4 con el 6.

8.4.2. Análisis modal

En la tabla 8.4 se observa el desempeño modal para los escenarios 5 y 6, conjuntamente con los escenarios 3 y 4 previamente analizados.

Escenario	3		4		5		6	
Modo	f (Hz)	ζ (%)						
RN	1.15	12.36	1.10	25.22	1.17	11.86	1.20	23.42
BY-T	1.29	11.65	1.25	13.28	1.35	11.49	1.23	16.51

Tabla 8.4: Evolución de los modos RN, BY-T con incorporación de PSS y factor de potencia 0.95 inductivo

Comparando los escenarios 3 y 4 con los escenarios 5 y 6 respectivamente, la observación más importante es que existe una leve degradación del amortiguamiento del modo RN, pero un incremento importante de la frecuencia, y con ello, del par sincronizante. Esto implica que en el desempeño transitorio, de ser extrapolable los cálculos del análisis modal, se debería

observar una menor desviación de ángulo al producirse una perturbación severa.

8.4.3. Desempeño transitorio en el escenario 5

En las figuras 8.14 y 8.15 se puede observar la comparación de evolución de los ángulos para Terra y Baygorria en los escenarios 3 y 5, frente al cortocircuito utilizado en la sección anterior para evaluar el desempeño del PSS.

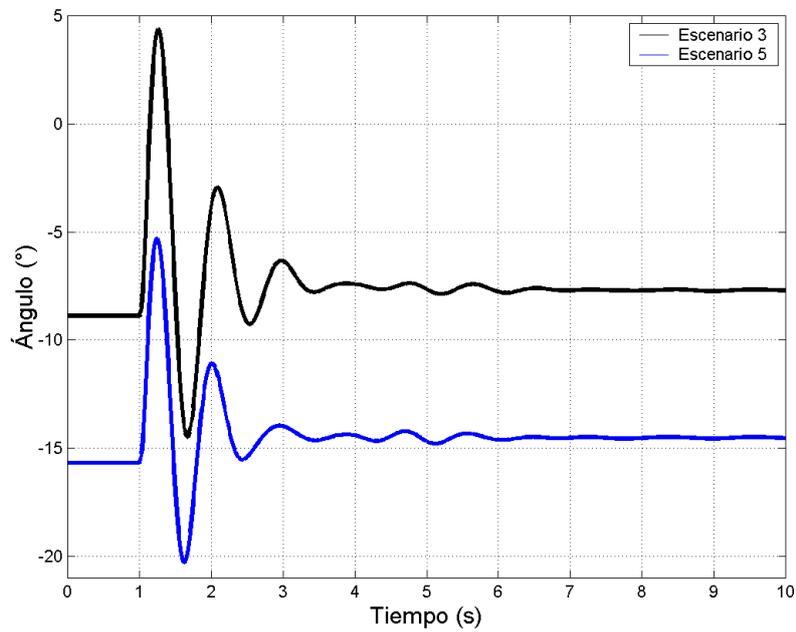


Figura 8.14: Comparación de ángulos de Terra en escenarios 3 y 5

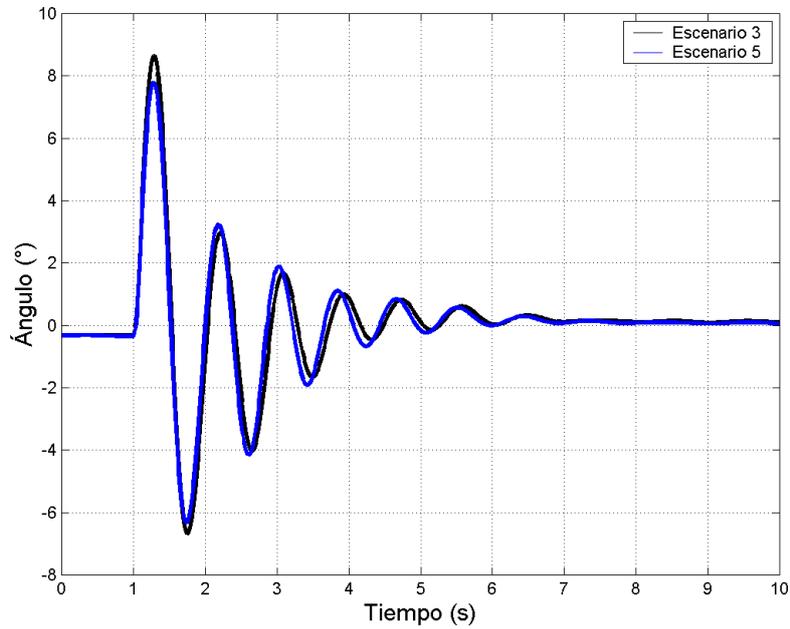


Figura 8.15: Comparación de ángulos de Baygorria en escenarios 3 y 5

A partir de estas figuras se puede observar que existe una mejora notoria en el par sincronizante y amortiguador de Terra, dada por la disminución de la oscilación pico a pico del ángulo y la disminución de la amplitud a medida que transcurre la simulación, al mismo tiempo, se observa que las oscilaciones en Baygorria son menos amortiguadas en el escenario 5 respecto al escenario 3, aunque esta disminución es leve. Por último, en la figura 8.16 se puede observar que gracias a la mejora en el par sincronizante en Terra, las oscilaciones de potencia en Palmatir son más amortiguadas.

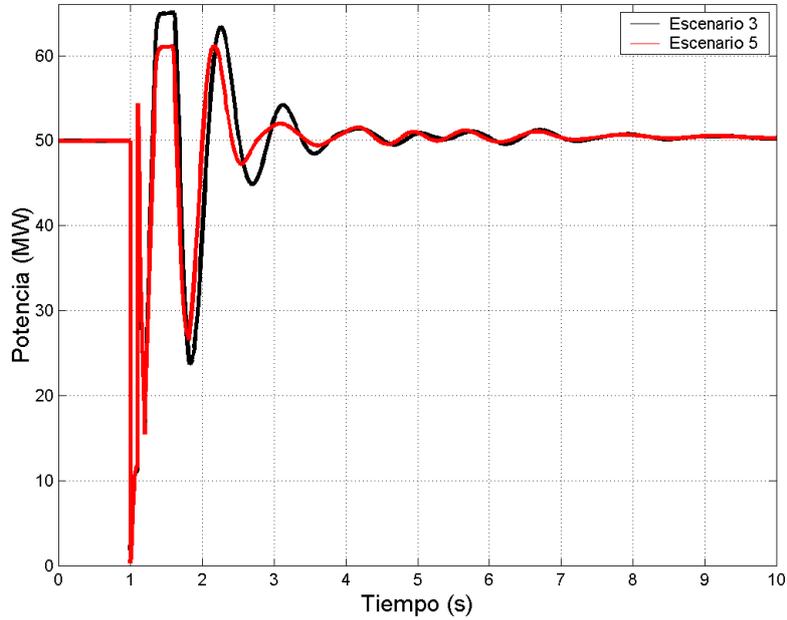


Figura 8.16: Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 3 y 5

8.4.4. Desempeño transitorio en el escenario 6

Al igual que en la sección anterior se observa en las figuras 8.17 y 8.18 la comparación en la evolución de los ángulos para Terra y Baygorria en los escenarios 4 y 6, y la comparación de potencia activa inyectada por Palmatir en la figura 8.19. La tendencia es la misma que la observada en el desempeño transitorio del escenario 5, con la salvedad que no existen diferencias importantes en torno a la variación de potencia inyectada por Palmatir, dado que ahora la implementación de la función del PSS se encuentra en los tres parques eólicos modelados.

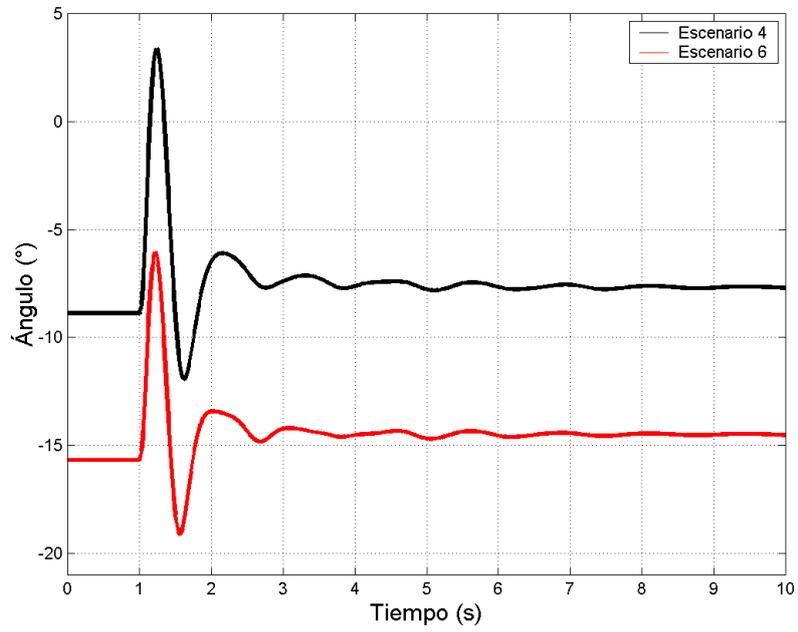


Figura 8.17: Comparación de ángulos de Terra en escenarios 4 y 6

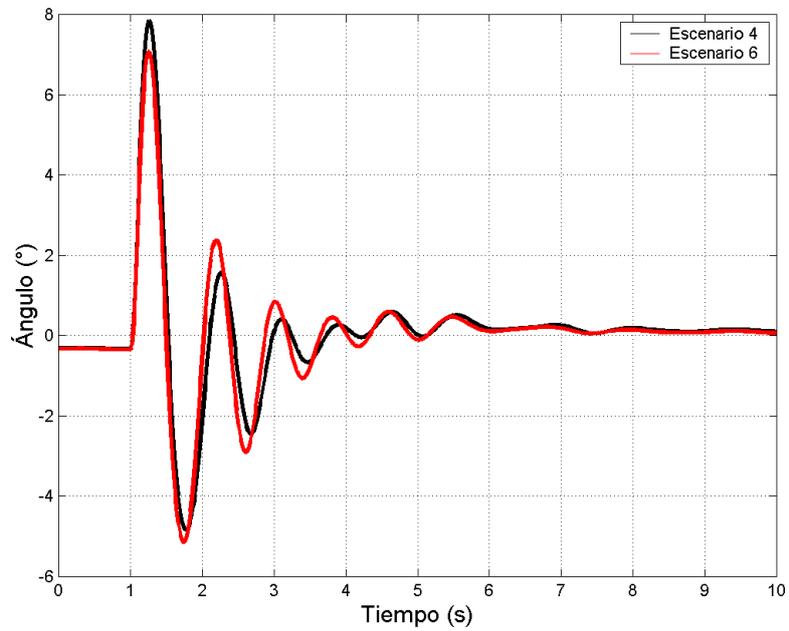


Figura 8.18: Comparación de ángulos de Baygorria en escenarios 4 y 6

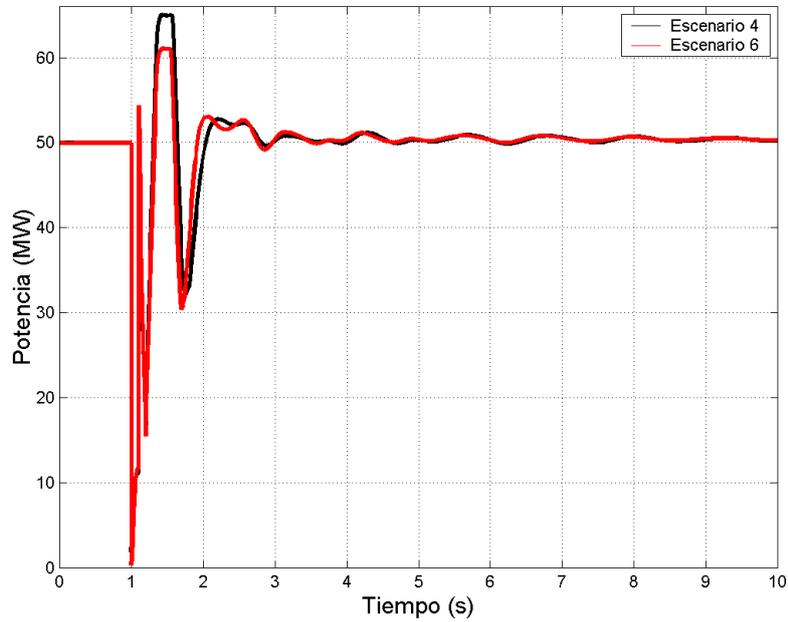


Figura 8.19: Potencia inyectada por Palmatir en escenarios 4 y 6

En síntesis, es posible implementar un PSS conjuntamente con una medida de restricción de factor de potencia en régimen permanente, de forma de lograr desarrollar un alto par sincronizante en los generadores sincrónicos y al mismo tiempo, exhibir un nivel de amortiguamiento adecuado según los objetivos de diseño que se planteen. En particular, la ventaja que ofrece para los parques eólicos este modo de operación es lograr implementar la función de PSS con un menor nivel de fluctuación en la potencia activa oscilante inyectada por parte de los aerogeneradores.

Parte IV

Conclusiones

Capítulo 9

Conclusiones y trabajos futuros

9.1. Conclusiones

El presente trabajo ha estudiado diferentes aspectos concernientes a la incorporación de potencia eólica a las redes de transmisión:

- El estudio de la naturaleza dinámica de los parques eólicos.
- La influencia de los mismos sobre los modos oscilatorios y sobre cómo alterar los puntos de operación de los mismos para mejorar el desempeño oscilatorio.
- La incorporación de PSS eólicos para propiciar un aumento del amortiguamiento de los modos electromecánicos de la red.

Todos estos aspectos han sido estudiados sobre diferentes escenarios de trabajo de la red eléctrica uruguaya para los años 2013 y 2017, realizando además, las previsiones del comportamiento modal de este sistema eléctrico con diferentes grados de penetración de energía eólica y considerando la realización de obras de infraestructura previstas a realizarse en ese período.

9.1.1. Conclusiones generales

A partir de los desarrollos y estudios realizados en la presente tesis se ha llegado a las siguientes conclusiones de carácter general:

- Es posible representar a los aerogeneradores de velocidad variable como fuentes estáticas que inyectan potencia activa e intercambian potencia reactiva con la red de acuerdo a las premisas de operación que dictamine el centro de control del parque eólico. Se entiende como fuente estática a un generador que inyecta potencia a la red, pero que

a diferencia de los generadores sincrónicos, no se encuentra vinculado electromecánicamente al resto del sistema eléctrico mediante un ángulo interno, por lo tanto no aporta inercia al mismo.

- Debido a la naturaleza dinámica de los aerogeneradores, los mismos no participan directamente en el intercambio de energía cinética como los generadores sincrónicos sino que modifican el punto de operación de estos últimos, cambiando los patrones de oscilación previos a la incorporación de generación eólica. Es decir, al incluir parques eólicos se constatan variaciones en el intercambio de energía cinética entre los generadores sincrónicos.
- Asimismo, se constatan variaciones mínimas en el amortiguamiento de los modos oscilatorios de generadores sincrónicos que se encuentran en emplazamientos cercanos a los parques eólicos debido a la interferencia ejercida por parte de los lazos de control de potencia reactiva sobre los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos. En los estudios realizados no se ha constatado que estas variaciones supongan un peligro para la estabilidad en pequeña señal, para el nivel de integración previsto.
- En el caso particular de los parques compuestos por aerogeneradores DFIG, en los cuales los estatores de los generadores de inducción se encuentran conectados directamente a la red, se verifica la aparición de modos oscilatorios propios a las torsiones de los ejes de los generadores. Estos modos no se encuentran vinculados de forma alguna a los modos electromecánicos de los generadores sincrónicos: su aparición no altera estos modos y consecuentemente, tampoco se observa la participación de variables de estado de los generadores sincrónicos en los modos torsionales de los aerogeneradores DFIG. Por lo tanto, frente a la ocurrencia de perturbaciones, los parques compuestos por DFIG inyectan potencia activa con una componente de frecuencia subsíncrona.

9.1.2. Conclusiones específicas

En esta tesis se ha estudiado el efecto de la inclusión de potencia eólica sobre modos oscilatorios en sistemas asimilables a dos y tres áreas. A partir de estos estudios se ha podido concluir que el efecto producido sobre la amortiguación de los modos depende del patrón de oscilación que represente el modo afectado. Esto ha sido verificado mediante simulaciones, considerando el caso particular de los parques eólicos a instalarse en Cuchilla Peralta (Palmatir/Agua Leguas) y las centrales hidroeléctricas Terra y Baygorria.

Comportamiento de los modos comunes

Si se considera un sistema conectado a una barra infinita conformado por un generador síncrono y un parque eólico que no intercambia potencia reactiva con la red, se puede afirmar que se produce un deterioro en el amortiguamiento de los modos locales de dicho generador a medida que el parque eólico aumenta su producción de potencia. Esto se debe principalmente al hecho que al mantenerse fija la tensión en el punto de interconexión del generador síncrono, existirá un aumento en el ángulo de esta barra respecto a la barra infinita a efectos de poder transmitir la potencia adicional inyectada por el parque eólico. Esto provocará el aumento del ángulo interno del generador sincrónico, lo cual está acompañado por una disminución en la generación o un incremento en la absorción de potencia reactiva que terminará perjudicando el par sincronizante y amortiguador. En función de esto, se puede justificar teóricamente y observarse en el resultado de las simulaciones que para mitigar este efecto o inclusive mejorar el desempeño original del modo oscilatorio, se puede considerar un cambio en el punto de operación en el parque eólico. Este cambio consiste en establecer una consigna adecuada de consumo de potencia reactiva, propiciando que la misma sea suministrada por el generador sincrónico, lo cual mejorará el par amortiguador y sincronizante del mismo por la disminución de su ángulo interno respecto a la barra infinita. El efecto contrario también es verificado: si el parque eólico genera potencia reactiva, provocará el consumo de potencia reactiva del generador sincrónico, produciendo un aumento de ángulo interno que provocará un deterioro del par amortiguador y sincronizante.

Por otra parte, si el parque eólico se encuentra emplazado en las cercanías de una carga, y en una zona eléctricamente lejana al generador sincrónico, este último observa una reducción de la carga neta debido a la naturaleza dinámica del parque eólico. Por este motivo, al disminuir el nivel de transmisión de potencia, el ángulo interno del generador disminuirá, mejorando el par amortiguador y sincronizante.

En síntesis, dependiendo del emplazamiento relativo del parque eólico respecto a la carga y al generador sincrónico se puede observar que el efecto de incorporación eólica tiene efectos contrapuestos: el parque eólico aleja eléctricamente a la carga del generador sincrónico si se instala en las cercanías de este último, lo cual provoca que el sistema se encuentre más congestionado, perjudicando el desempeño modal; sin embargo, lo acerca eléctricamente a la cargas si el parque eólico se instala junto a las mismas, dado que al neutralizarlas provoca que el generador sincrónico no transmita un nivel tan alto de potencia, descongestionando al sistema y por ende, mejorando el amortiguamiento del modo oscilatorio considerado.

Comportamiento de los modos interárea

Si se considera una extensión del problema tratado en la sección anterior, en el cual se estudie el comportamiento de un generador sincrónico instalado en un área adyacente a la estudiada e interconectada a la misma por un enlace relativamente débil, existirán dos modos de oscilación. Uno de ellos pondrá de manifiesto la oscilación conjunta de los dos generadores respecto al sistema, cuyo comportamiento es el que fue discutido en la sección anterior. El otro será un modo interárea que manifestará la oscilación de los generadores sincrónicos entre sí.

De los estudios y desarrollos se ha concluido que el modo interárea se comporta en forma contrapuesta al modo de oscilación común. El amortiguamiento del modo interárea se beneficia cuando se considera la inclusión de potencia eólica; mejora aún más si el parque eólico inyecta potencia reactiva a la red y tiende a perjudicarse si consume potencia reactiva. Este comportamiento contrapuesto de los modos común e interárea tiene su fundamento en el hecho que el parque eólico al inyectar potencia activa, provoca una disminución en la energía intercambiada entre los generadores sincrónicos de ambas áreas. Este fenómeno se ve potenciado por la inyección de reactiva por parte del parque y perjudicado si el mismo consume reactiva.

De todas formas, en caso de optarse por definir un nivel de consumo de potencia reactiva por parte de los parques eólicos, se debe considerar que si bien el modo de oscilación común es el que domina la respuesta dinámica del sistema, el modo interárea debe permanecer con un nivel de amortiguamiento aceptable a efectos de garantizar la operación estable de la red.

Como consecuencia de estos estudios, un resultado importante a extraerse es que la forma en la cual afectará la inclusión de potencia eólica a los modos oscilatorios del sistema eléctrico es dependiente de cuál es la naturaleza oscilatoria que describe el modo de oscilación. Es decir, para comprender por qué un modo oscilatorio ve perjudicado o beneficiado su amortiguamiento, debe ser analizada su estructura dinámica tomando en cuenta el emplazamiento relativo que existe entre los generadores sincrónicos que intervienen en él y los parques eólicos involucrados en la alteración de los puntos de operación de dichos generadores.

Evaluación de la incorporación de un PSS eólico

Dado que físicamente no es posible que el modo común e interárea incrementen simultáneamente su amortiguamiento, se ha estudiado la implementación de un PSS en parques eólicos que permita inyectar potencia activa oscilante proporcional a la potencia activa del generador síncrono de una

de las áreas, a partir de la utilización de PMUs. Esto permite que los parques eólicos participen activamente de las oscilaciones electromecánicas de ambos generadores sincrónicos, permitiendo la amortiguación simultánea de los dos modos de oscilación. Como consecuencia, los aerogeneradores dejarán de comportarse como una fuente estática de producción de potencia y comenzarán a inyectar potencia activa oscilante frente a la aparición de perturbaciones. La ventaja de utilizar este tipo de PSS consiste en que la entrada del mismo contendrá la información modal del generador sincrónico cuyas oscilaciones desean amortiguarse.

Considerando el desempeño dinámico del PSS, se debe notar que frente a la ocurrencia de perturbaciones severas, la prioridad del parque eólico será la de inyectar el mayor volumen de potencia reactiva posible para intentar contribuir a mantener la tensión en el punto de interconexión. Por este motivo, la función de PSS será efectivamente implementada al despejarse la falta, momento en que deja de ser prioritaria la inyección de potencia reactiva. En particular, se puede observar que implementando el PSS y simultáneamente operando el parque eólico con un factor de potencia inductivo en régimen permanente, es posible mejorar notoriamente el par sincronizante de las máquinas. Esta acción conjunta permite que el nivel de oscilación de potencia activa inyectada por los parques eólicos frente a una perturbación severa presente un mayor nivel de amortiguamiento.

Los desarrollos teóricos y estudios han sido validados para el caso particular de la interacción entre los parques eólicos de Palmatir/Agua Leguas y las centrales hidroeléctricas Terra y Baygorria en el caso 1 del escenario máximo de 2017.

9.1.3. Comportamiento modal del sistema eléctrico uruguayo para el período 2013-2017

Considerando la incorporación de energía eólica prevista para el año 2013, se observa un deterioro del amortiguamiento del modo de oscilación Río Negro, en consistencia con los estudios realizados previamente. Particularmente, el mayor deterioro se observa en el caso mínimo en el cual las centrales hidroeléctricas abastecen la carga de Montevideo. Sin embargo, en el caso máximo el deterioro no es tan grande debido a la participación de las centrales térmicas. También se observa que para el nivel de carga considerado, los modos oscilatorios de Punta del Tigre tienen un amortiguamiento apenas aceptable, el cual se deteriora levemente cuando se introduce generación eólica.

En el pasaje de los escenarios base del 2013 al 2017, se observa en términos genéricos un incremento leve en el amortiguamiento de los modos oscilatorios comunes a pesar del incremento de carga en el sistema. Esto es debido al efecto positivo que implica el cierre de anillo en 150kV, y la construcción de la línea de 500kV San Carlos Melo.

Para los escenarios 2017, nuevamente se observa que el incremento de generación eólica en el mínimo resulta crítico para el modo Río Negro debido no solo al alto grado de inserción de generación eólica, sino al hecho de transportar ese volumen de generación para el consumo de Montevideo, observándose una notoria mejoría al considerarse el máximo por la inclusión de Punta del Tigre y Central Batlle.

Para los casos estudiados del escenario máximo de 2017, se puede observar que imponiendo una restricción operativa sobre determinados parques eólicos que implique el consumo de potencia reactiva por parte de los mismos, se puede mejorar o evitar la degradación de los amortiguamientos de los modos conjuntos de UPM, PTI, y RN y simultáneamente aumentar el par sincronizante. Gracias a estas restricciones operativas es posible lograr que para el máximo de 2017, con una integración de 1000MW de potencia eólica, todos los modos electromecánicos del sistema eléctrico uruguayo posean un amortiguamiento que sobrepase el 5% en régimen n.

9.2. Trabajos futuros

En base al presente trabajo, resulta de interés abordar a futuro, entre tantas, las siguientes temáticas:

- La posibilidad de implementación del cálculo en tiempo real de los modos oscilatorios del sistema eléctrico, en base a la utilización de

sincrofasores. Esto resulta particularmente interesante debido a la variabilidad de inyección de potencia activa por parte de los parques eólicos.

- En función de lo descrito en el punto anterior, establecer en forma dinámica las consignas de potencia reactiva que deben intercambiar los parques con la red eléctrica a efectos de preservar los modos oscilatorios críticos con un nivel de amortiguamiento adecuado.
- El estudio de implementación de PSS en parques eólicos DFIG, que permitan mejorar simultáneamente los modos de oscilación del sistema eléctrico y los modos torsionales de los mismos.
- La implementación de PSS en parques eólicos que respondan a una topología híbrida, modificando tanto el lazo de control de potencia activa como de potencia reactiva.

Apéndice A

Análisis de Prony

A.1. Introducción

El análisis de Prony permite estudiar, a partir de la respuesta temporal de una magnitud eléctrica $x(t)$, la información relevante para caracterizar los modos oscilatorios presentes en la misma. Para esto se construye un modelo discreto que ajusta $x(t)$ a una ecuación lineal en el dominio del tiempo [12]. Concretamente, se asume que la magnitud $x(t)$ puede ser aproximada por la señal discreta $\hat{x}(n)$ dada por la ecuación (A.1):

$$\hat{x}(n) = \sum_{i=1}^p A_i e^{j\theta_i} e^{(\alpha_i + j2\pi f_i)n} \quad (\text{A.1})$$

Esto significa que la respuesta $x(t)$ puede ser descompuesta en p modos oscilatorios. El modo i se encuentra caracterizado por su amplitud A_i , fase θ_i , frecuencia f_i y amortiguamiento α_i .

El análisis de Prony es actualmente uno de los métodos más usuales para analizar mediciones en sistemas de potencia, debido a la facilidad con la cual pueden estimarse los diferentes modos oscilatorios que constituyen la estructura dinámica de los mismos.

En el presente apéndice, se pretende encontrar cuáles son los modos oscilatorios dominantes en las respuestas de las oscilaciones debido a la aparición de cortocircuitos a efectos de validar el análisis modal realizado.

A.2. Estudios transitorios

En esta sección se adjuntan las descomposiciones de las oscilaciones de ángulo interno de generadores citados en la sección 7.3.1. El propósito de la información que se adjunta no es lograr una reconstrucción exacta de

las respuestas, sino verificar que dentro de los modos preponderantes en la descomposición de las respuestas se encuentran los modos BY-T y RN.

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:02:02

File: C:\DSATools_10_3\SatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de mod RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

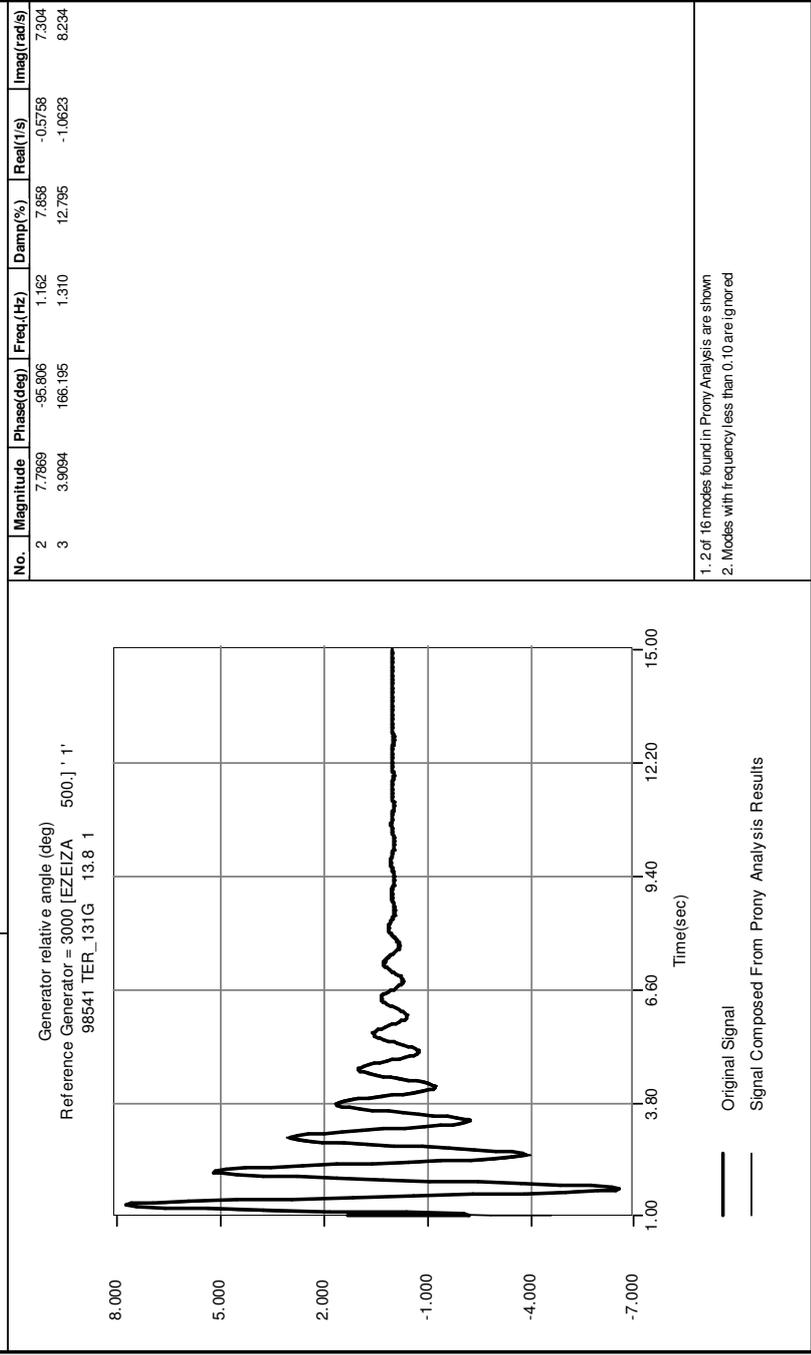


Figura A.1: Análisis de Prony - Terra

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:00:41

File: C:\DSATools_10_3\StatPacks_ANIVel_2017_max2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de mod RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

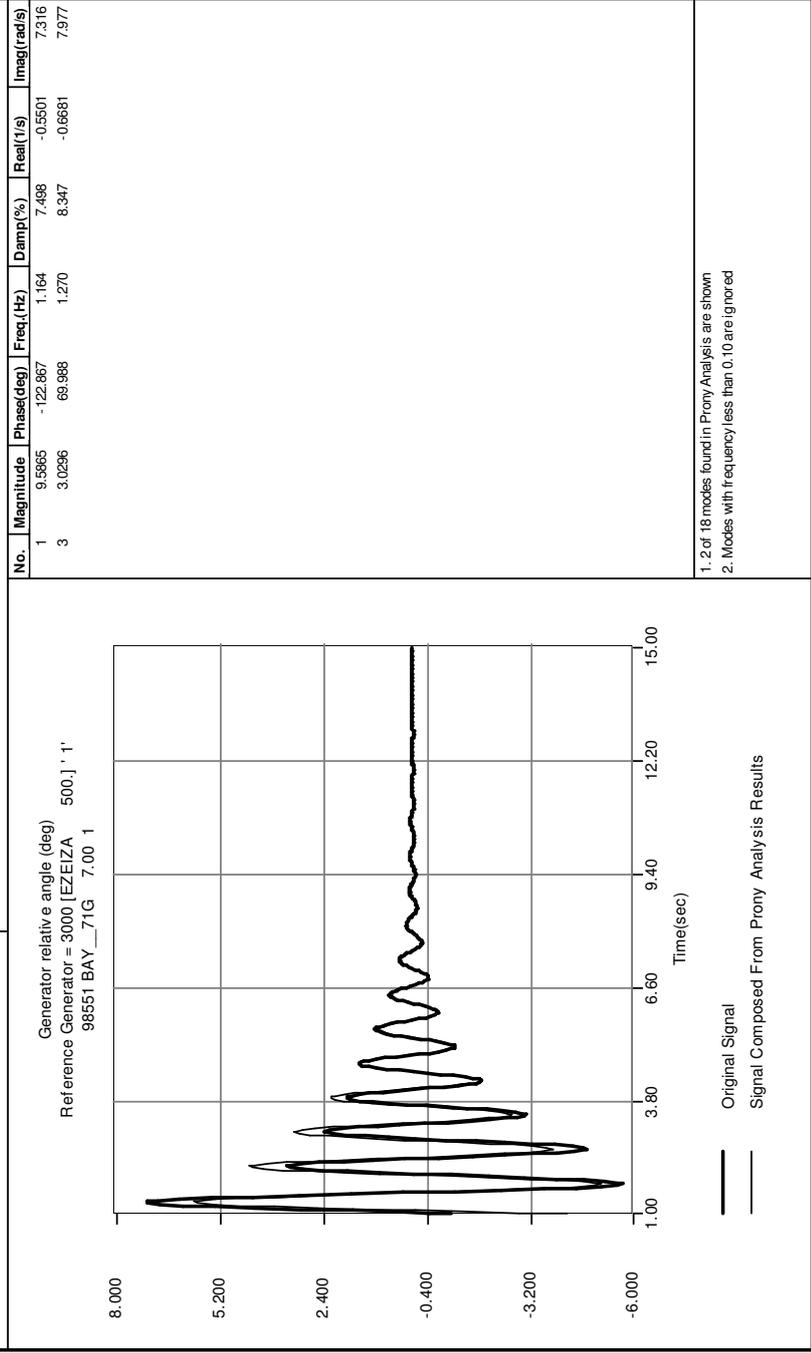


Figura A.2: Análisis de Prony - Baygorria

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:03:28

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de modb RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

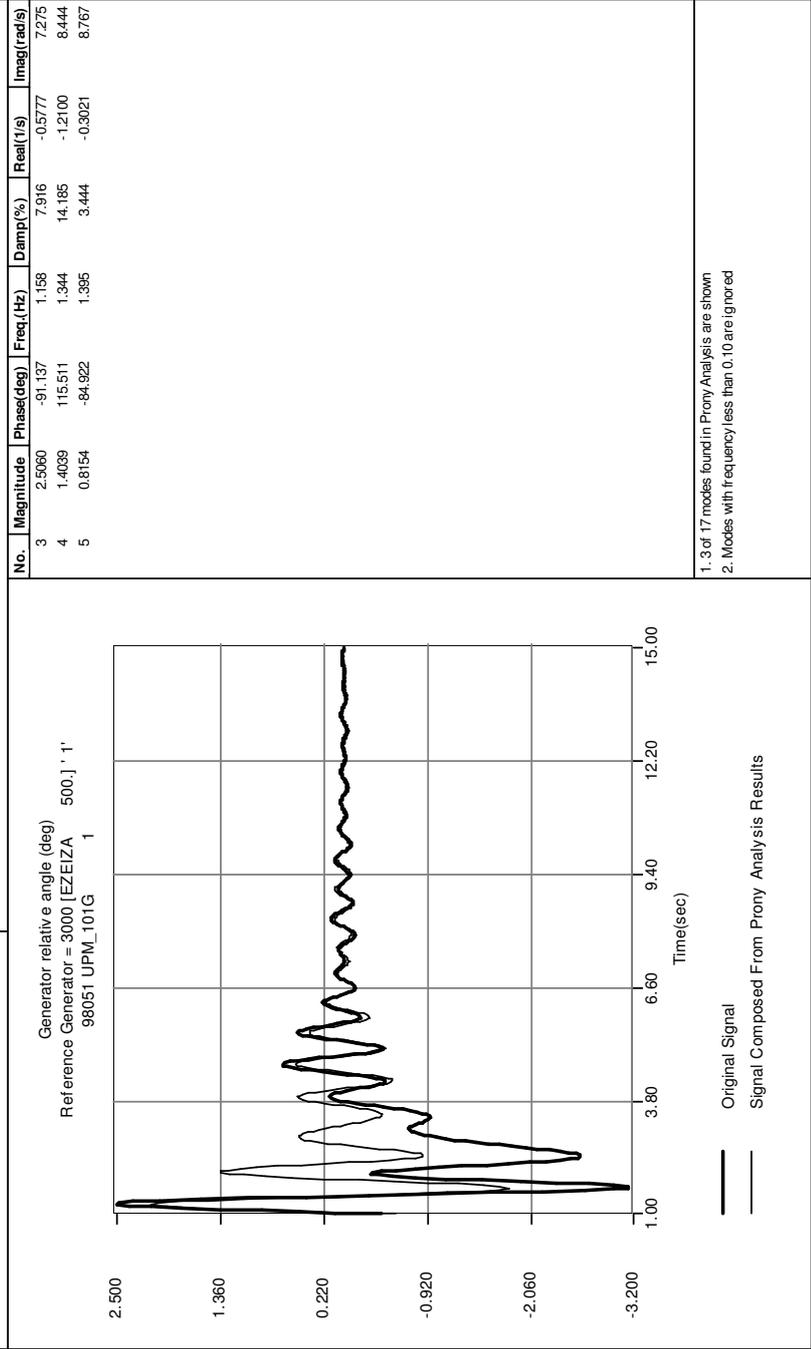


Figura A.3: Análisis de Prony - UPM

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:33:54

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de modb RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

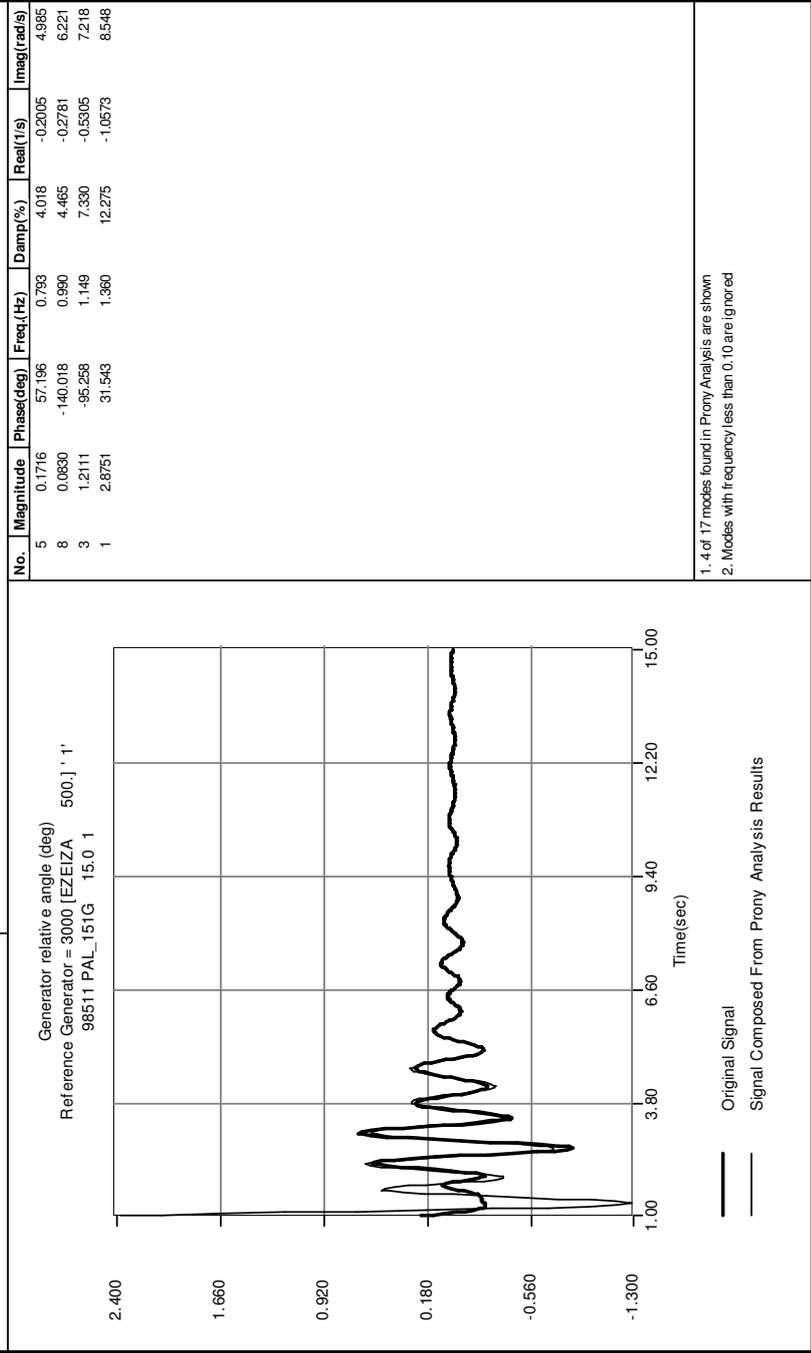


Figura A.4: Análisis de Prony - Palmar

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:08:12

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de modb RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

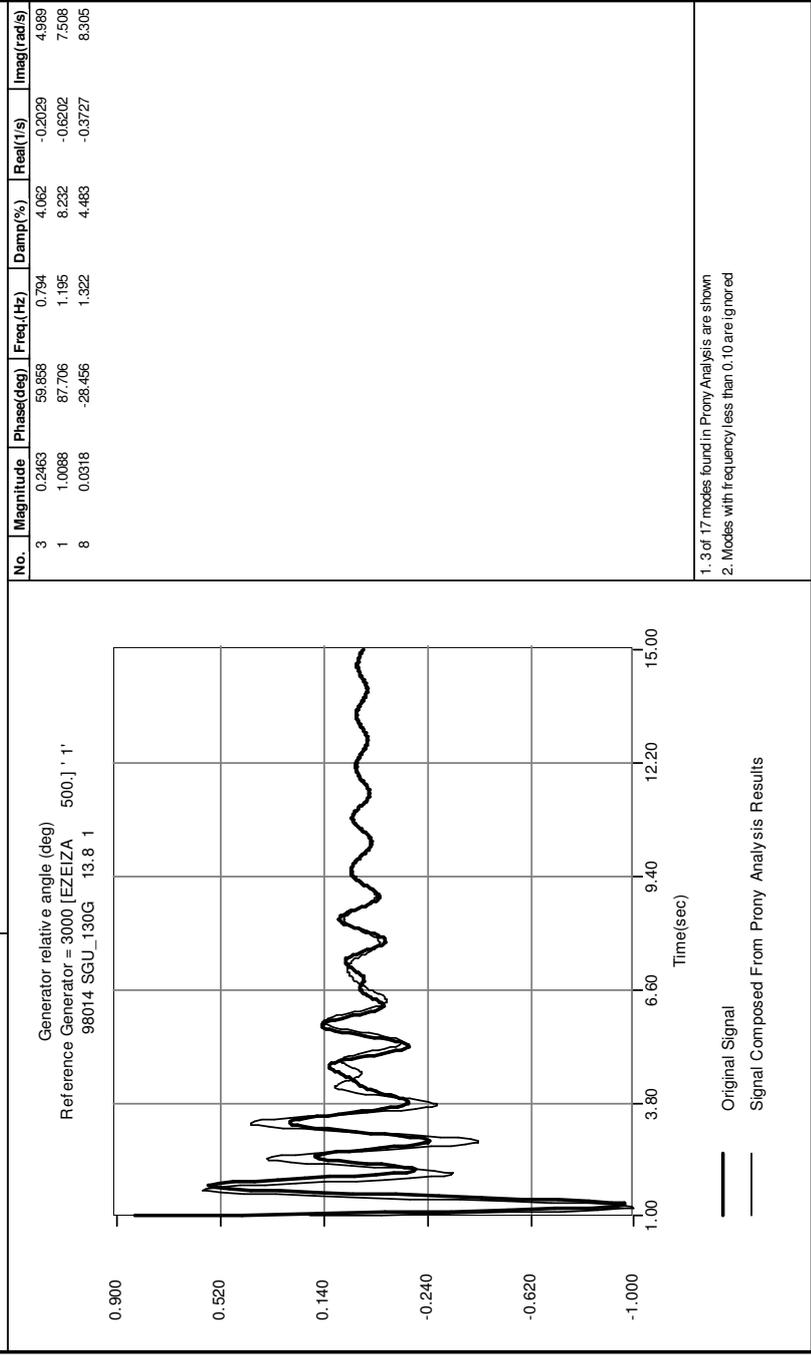


Figura A.5: Análisis de Prony - Salto Grande Uruguay

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 01:13:14

File: C:\DSATools_10_3\SaltoPaises_ANIVel_2017_max2017_validation_RN1.bln

Scenario: Validacion de modb RN - EOLICA PF Unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

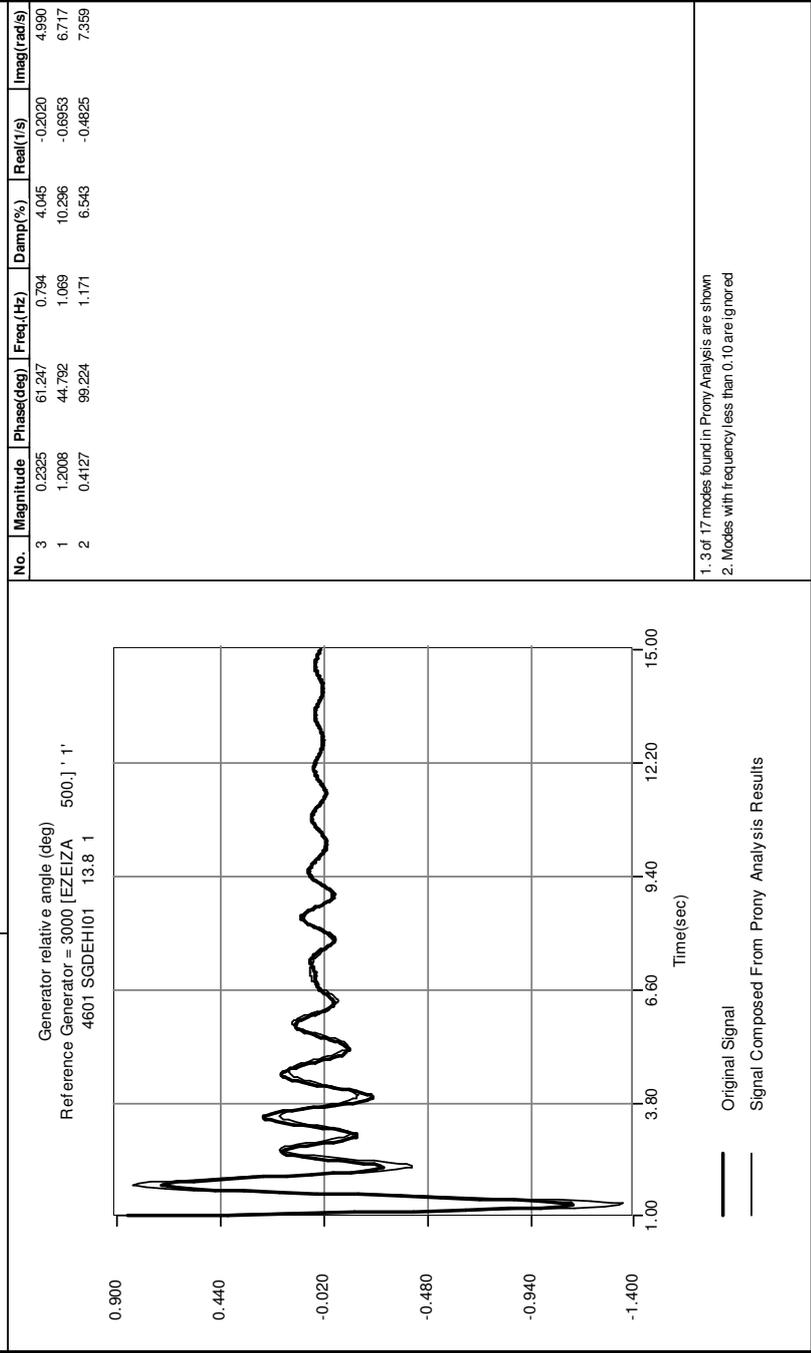


Figura A.6: Análisis de Prony - Salto Grande Argentina

A.3. Estudios de variación de factor de potencia

En esta sección se adjuntan las descomposiciones de las oscilaciones de ángulo interno de generadores Terra y Baygorria según los estudios realizados en la sección 7.3.2. Nuevamente, el propósito de la información que se adjunta no es lograr una reconstrucción exacta de las respuestas, sino observar el peso relativo que tienen los modos BY-T y RN sobre la desviación de los ángulos de las centrales referidas para el caso analizado.

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:34:40

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PNI.bln

Scenario: Base 2017 max

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

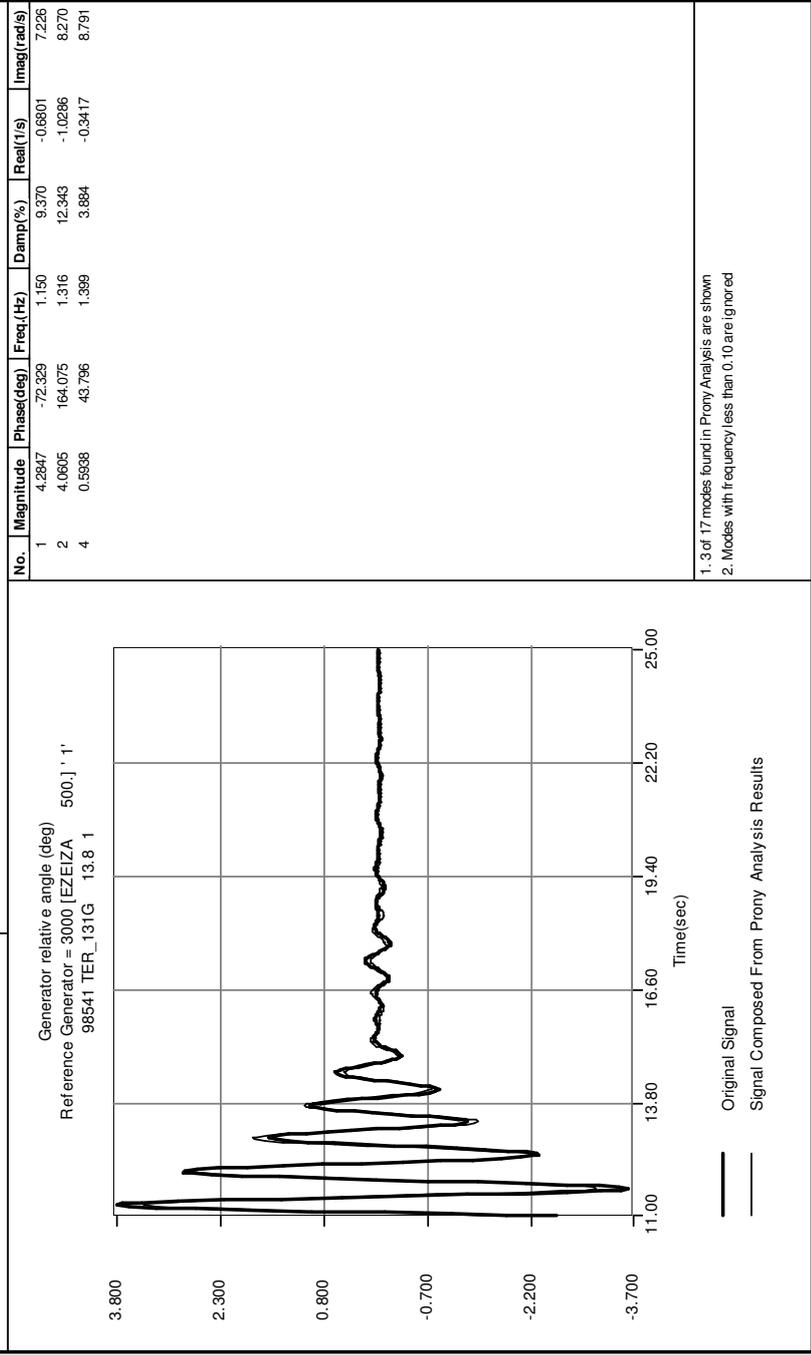


Figura A.7: Análisis de Prony caso base - Terra

TSAT

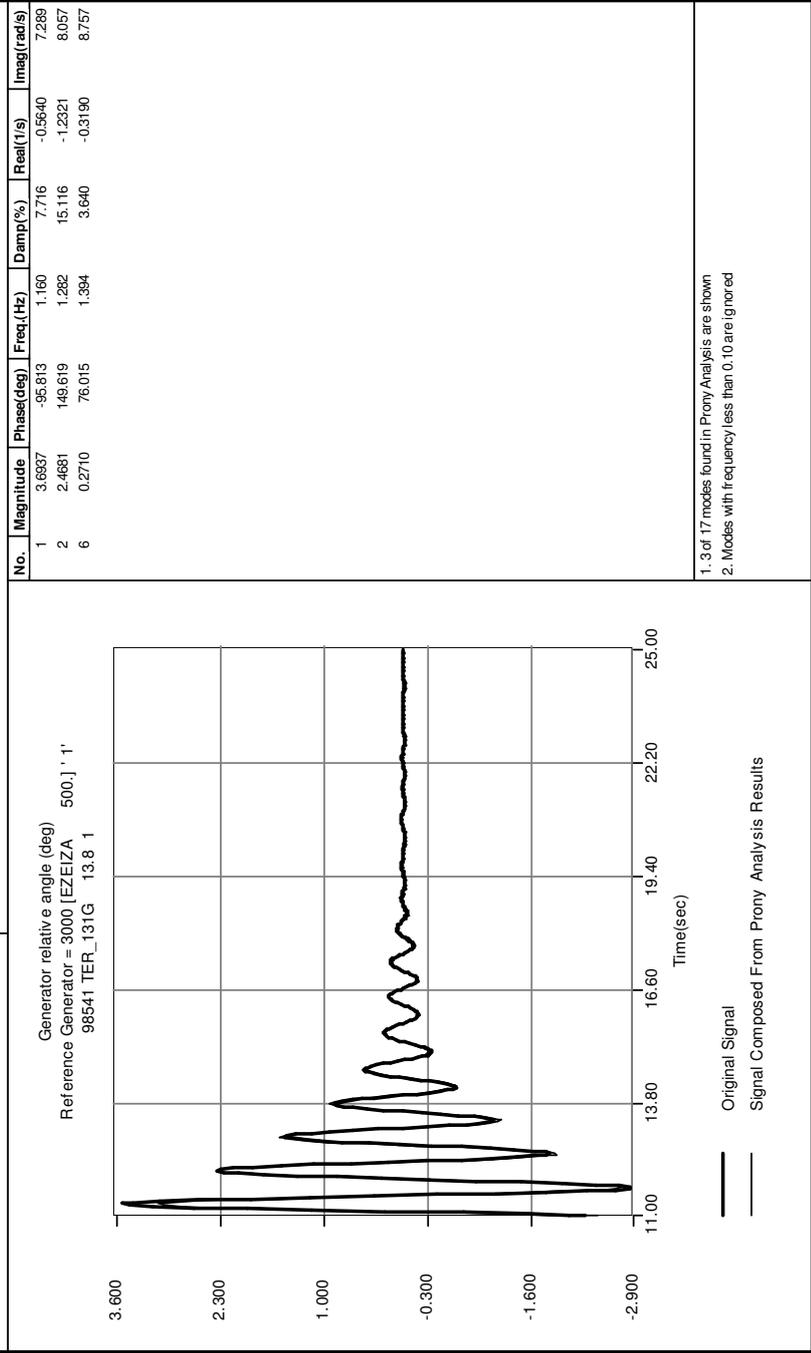
Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:39:00

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA



TSAT Version 5.0
Powertech Labs Inc.

Copyright © 2012 All rights reserved

Figura A.8: Análisis de Prony con inclusión de parques sin intercambio de reactiva - Terra

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:27:49

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: inductivo

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

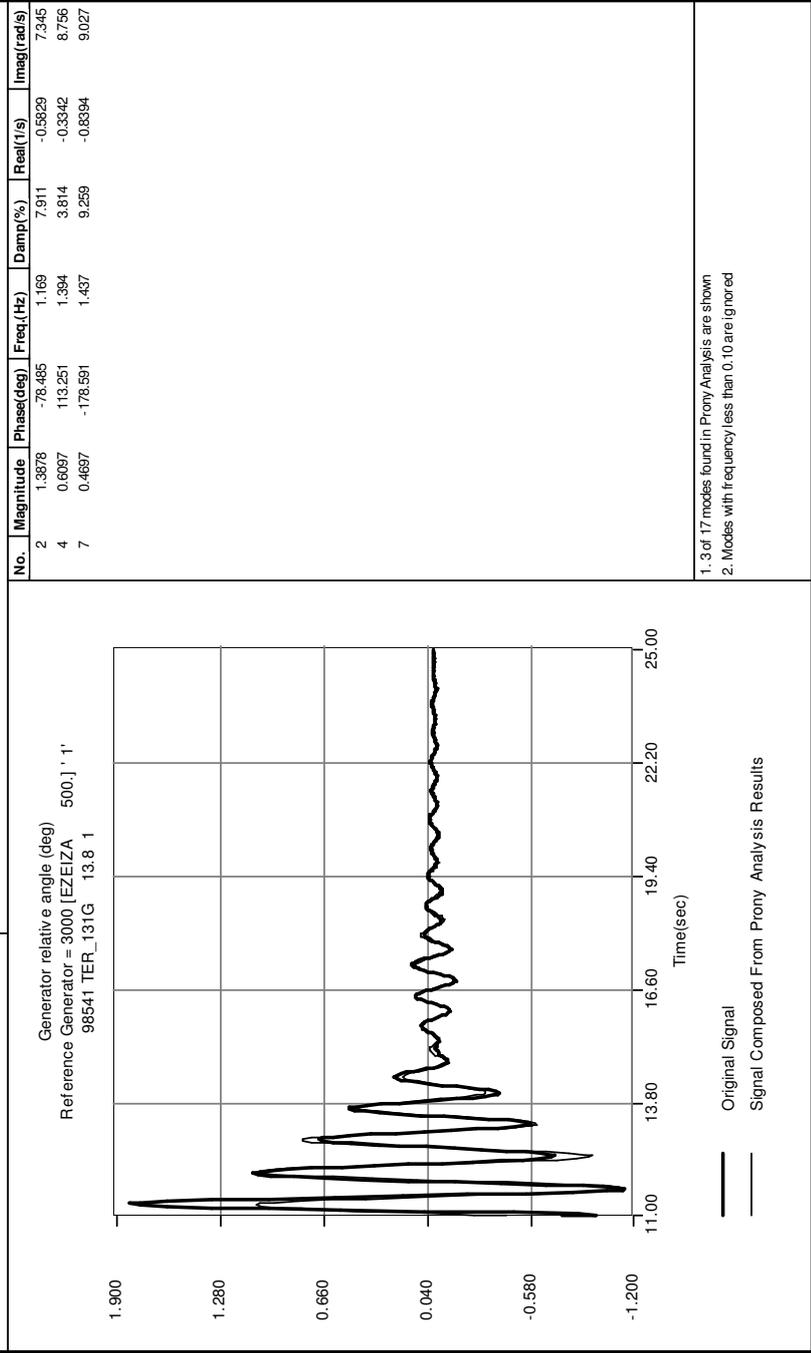


Figura A.9: Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 inductivo - Terra

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:18:40

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: capacitivo

Contingency: 1 -- FALTA YOUNG-TERRA

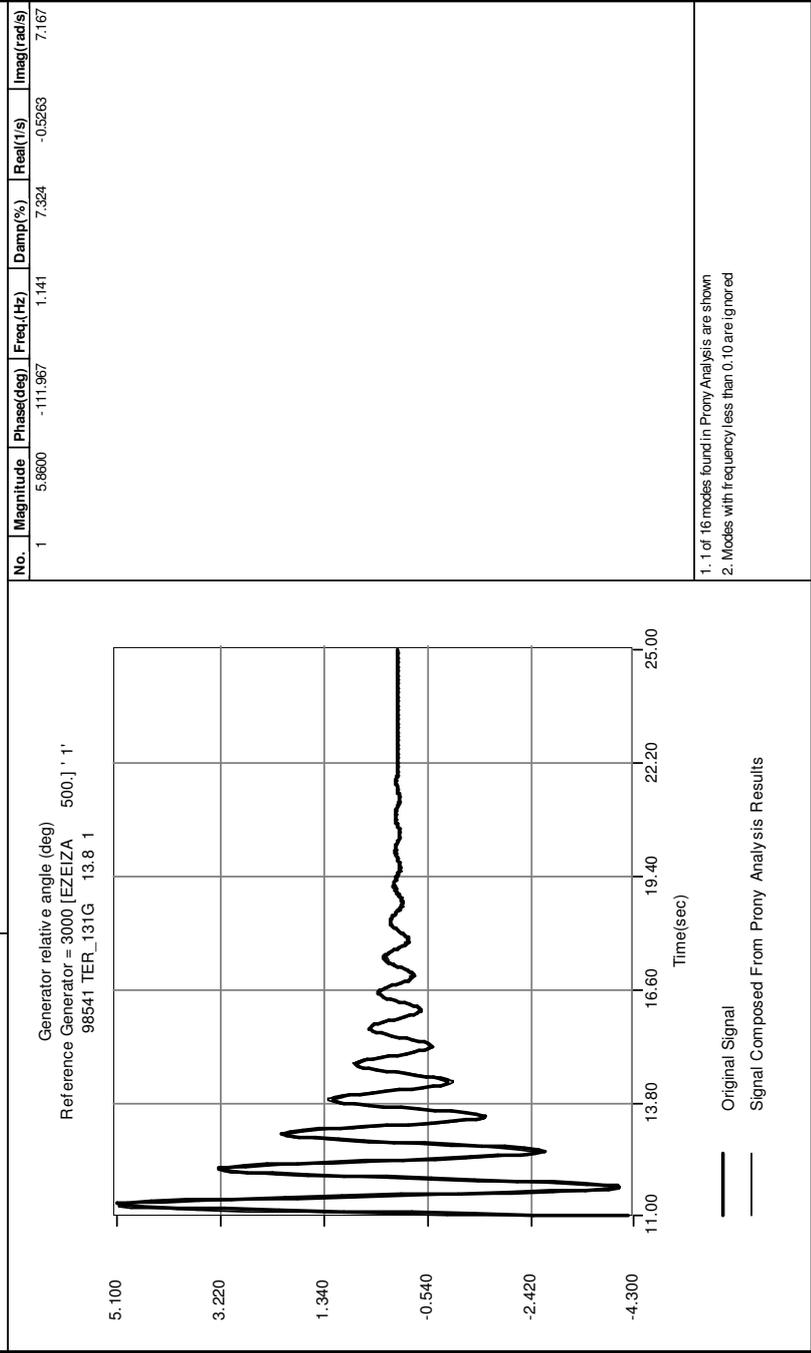


Figura A.10: Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 capacitivo - Terra

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:31:27

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: Base 2017 max

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

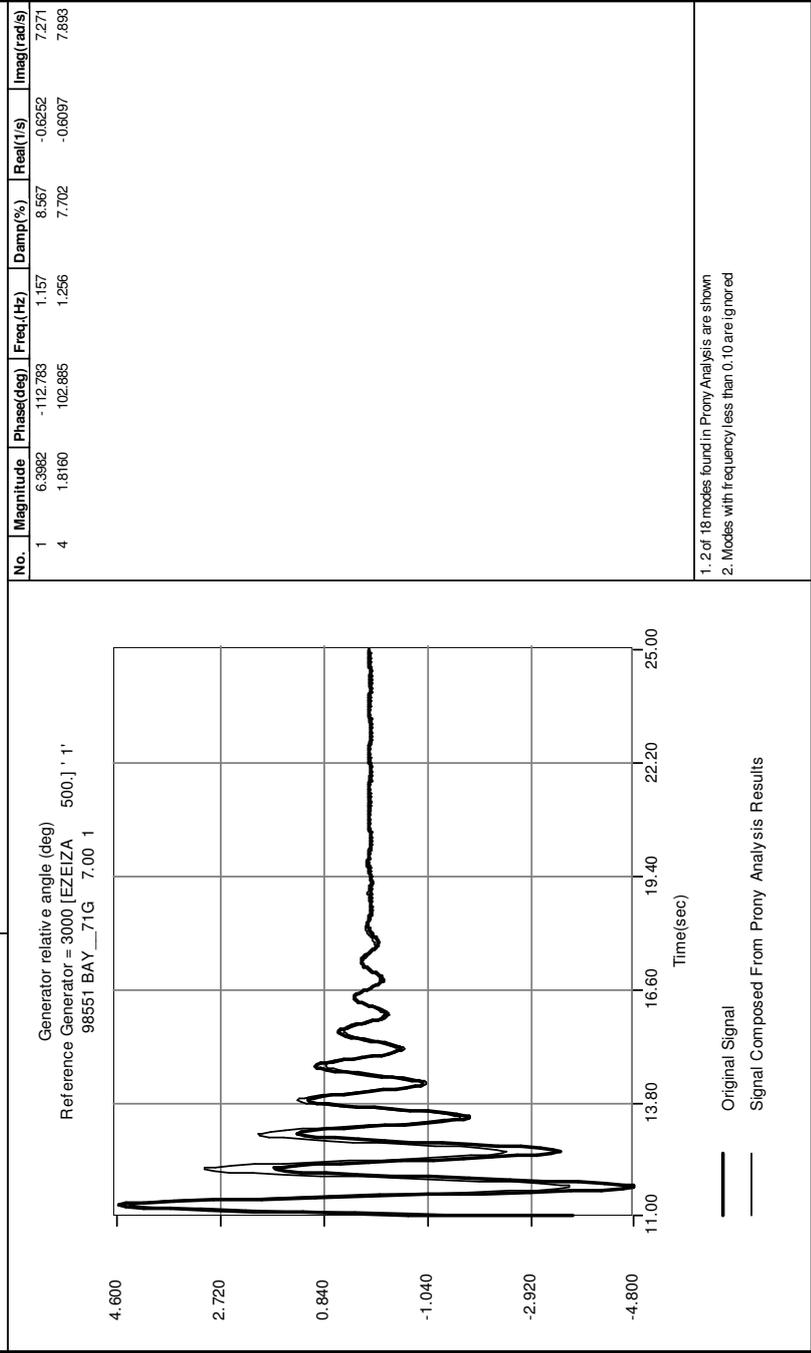


Figura A.11: Análisis de Prony caso base - Baygorria

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:36:16

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: unitario

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

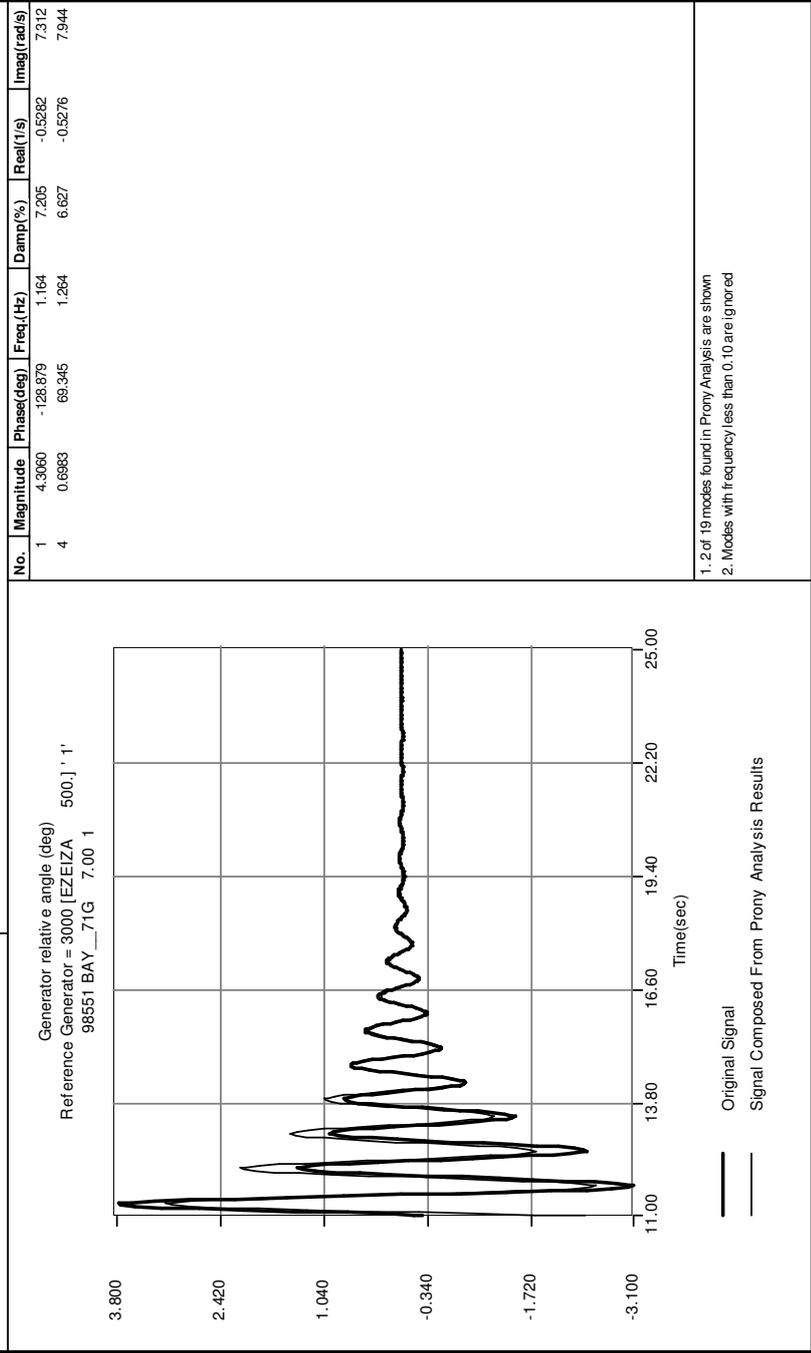


Figura A.12: Análisis de Prony con inclusión de parques sin intercambio de reactiva - Baygorria

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:25:18

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: inductivo

Contingency: 1 --- FALTA YOUNG-TERRA

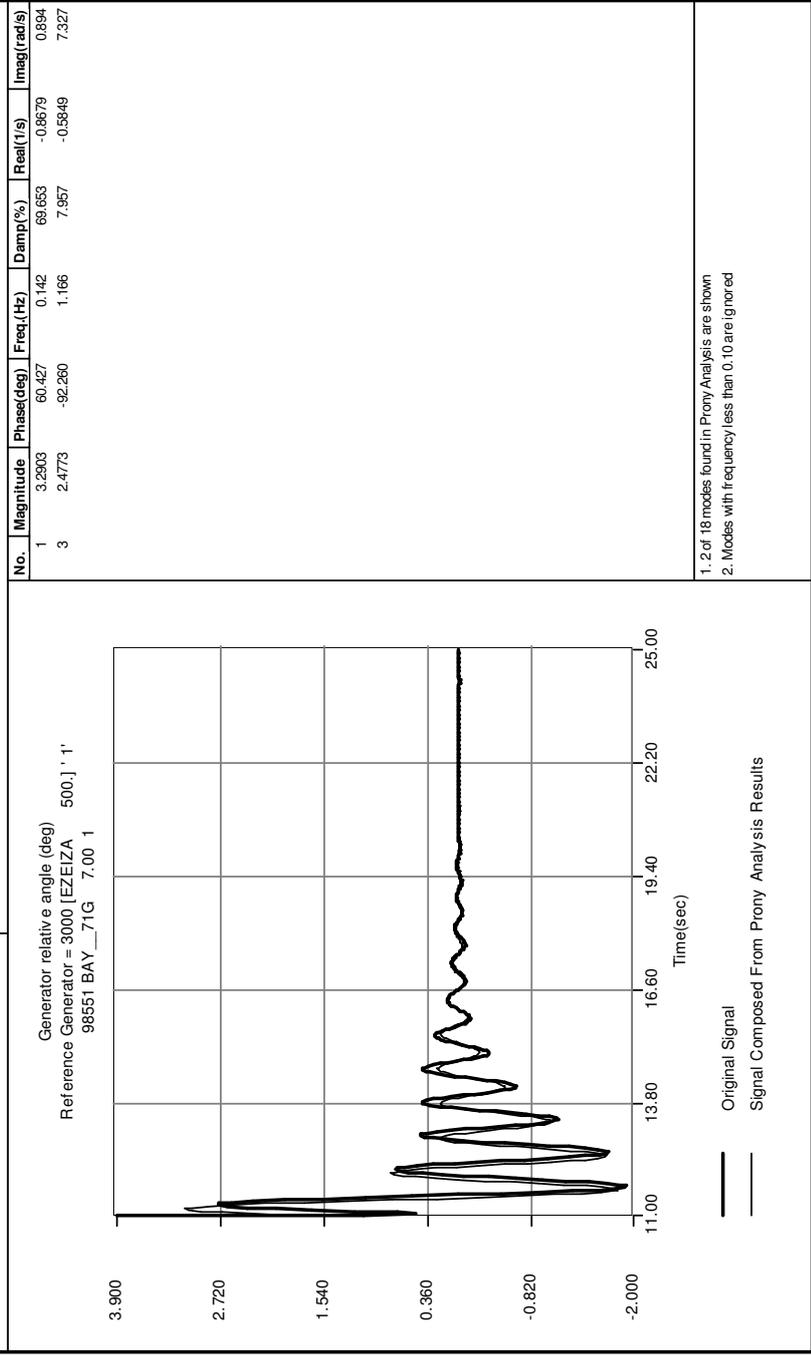


Figura A.13: Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 inductivo - Baygorria

TSAT

Transient Security Assessment Tool

Thursday, March 01, 2012, 16:19:37

File: C:\DSATools_10_3\SeatPades_ANIVel_2017_max\2017_validation_PN1.bln

Scenario: capacitivo

Contingency: 1 -- FALTA YOUNG-TERRA

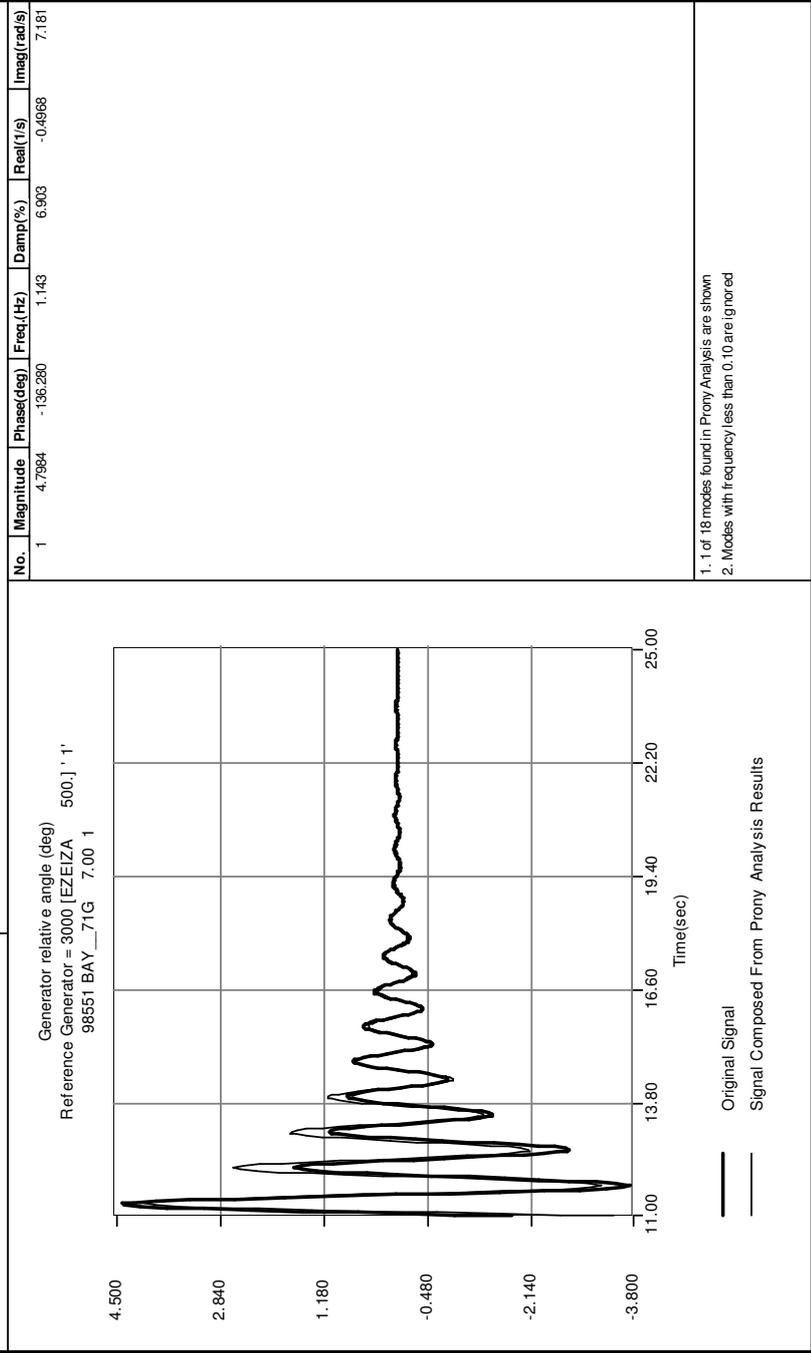


Figura A.14: Análisis de Prony con inclusión de parques con PF 0.95 capacitivo - Baygorria

Bibliografía

- [1] Global wind report 2010. Technical report, GWEC, 2011.
- [2] Global wind report 2011. Technical report, GWEC, 2012.
- [3] I. Afonso. Generadores para turbinas eólicas. Technical report, Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería (UdelaR), 2010.
- [4] V. Akhmatov. *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. PhD thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- [5] V. Akhmatov. *Induction Generators for Wind Power*. Multi-Science Publisher, 2005.
- [6] F. Añón, D. Bonjour, A. Musetti, and F. Sánchez. Entrada en servicio de botnia, como autoproduccion al sistema uruguayo. *Encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas.*, pages 1–8, 2008.
- [7] M. Artenstein, R. Franco, A. Giusto, P. Monzón, and C.M. Sena. Pdt 47/05 - estudios de estabilidad de escenarios a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo. Technical report, Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería (UdelaR), 2008.
- [8] F. Berrutti. Generadores de inducción doblemente alimentados para aplicaciones de generación eólica. Technical report, Facultad de Ingeniería (UdelaR), 2010.
- [9] F.D. Bianchi, H. De Battista, and R.J. Mantz. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer, 2006.
- [10] F. Blaabjerg and Z. Chen. *Power electronics for modern wind turbines*. Morgan & Claypool, 2006.
- [11] I. Boldea. *Variable speed generators*. CRC Press, 2006.
- [12] D.G. Colomé C.A. Juárez. Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad en pequeña señal de sistemas de potencia. *Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRE*, 2009.

- [13] A. Chakraborty and M.D. Ilic. *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*. Springer, 2012.
- [14] DINAMA. Página web de la dirección nacional de medio ambiente - www.dinama.gub.uy.
- [15] DSATools. *TSAT Model Manual*. Powertech.
- [16] General Electric. Modeling of g.e. wind turbine generators for grid studies, version 4.4, September 2009.
- [17] L. Fan, Z. Miao, and D. Osborn. Impact of doubly fed wind turbine generation on inter-area oscillation damping. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1 –8, july 2008.
- [18] L. Fan, H. Yin, and Z. Miao. On active/reactive power modulation of dfig-based wind generation for interarea oscillation damping. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26:513–521, 2011.
- [19] J. Martínez García. *Voltage Control in Wind Power Plants with Doubly Fed Induction Generators*. PhD thesis, Aalborg University, 2010.
- [20] D. Gautam, V. Vittal, and T. Harbour. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(3):1426 –1434, 2009.
- [21] A. Giusto and P. Monzón. Modal analysis of the uruguayan electrical power system. In *IEEE Power & Energy Society General Meeting, Minneapolis, Minnesota, USA*. IEEE Power & Energy Society, Jul 2010.
- [22] Bing Gong, Dewei Xu, and Bin Wu. Network damping capability of dfig-based wind farm. In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*, pages 4083 –4090, sept. 2010.
- [23] J. He and Z.F. Fu. *Modal Analysis*. Butterworth-Heinemann, 2001.
- [24] A.B. Hovd. Modal analysis of weak networks with the integration of wind power. Master’s thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2008.
- [25] Z. Huang. Mango - modal analysis for grid operation: A method for damping improvement through operating point adjustment. Technical report, Pacific Northwest National Laboratory, Octubre 2010.
- [26] Z. Huang, N. Zhou, F.K. Tuffner, Y. Chen, D.J. Trudnowski, R. Diao, J.C. Fuller, W.A. Mittelstadt, J.F. Hauer, and J.E. Dagle. Mango: Modal analysis for grid operation: A method for damping improvement

- through operating point adjustment. Technical report, Pacific Northwest National Laboratory, 2010.
- [27] J.R. Bumby J. Machowski, J.W. Bialek. *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, Ltd., 2008.
 - [28] T. Knüppel, V. Akhmatov, J.N. Nielsen, K.H. Jensen, A. Dixon, and J. Ostergaard. Small signal stability analysis of full load converter interfaced wind turbines. *8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, pages 531–538, 2009.
 - [29] A. Kulka. Pitch and torque control of variable speed wind turbines. Master’s thesis, Chalmers University of Technology, 2004.
 - [30] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. Mc Graw-Hill, Inc., 1994.
 - [31] H. Li and Z. Chen. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *Renewable Power Generation, IET*, 2:123–138, 2008.
 - [32] X. Li, Z. Zeng, J. Zhou, and Y. Zhang. Small signal stability analysis of large scale variable speed wind turbines integration. In *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, pages 2526 –2530, 2008.
 - [33] J. Martinez, P.C. Kjar, P. Rodriguez, and R Teodorescu. Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant. In *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES*, 2011.
 - [34] L. W. Matsch. *Máquinas electromagnéticas y electromecánicas*. Representaciones y Servicios de Ingeniería, 1974.
 - [35] F. Mei. *Small signal modelling and analysis of doubly fed induction generators in wind power applications*. PhD thesis, Imperial College of London, 2008.
 - [36] F. Mei and B. Pal. Modal analysis of grid-connected doubly fed induction generators. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 22(3):728–736, 2007.
 - [37] E. Muljadi and A. Ellis. Wind power plant dynamic modeling and validation. NREL, Mayo 2009.
 - [38] Ion Boldea Syed A. Nasar. *The Induction Machine Handbook*. CRC Press, 2002.
 - [39] K. Ogata. *Modern Control Engineering*. Prentice Hall, 2002.

- [40] A. Perdana O. Carlson J. Persson. Dynamic response of grid-connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances. *Nordic workshop on power and industrial electronics. Trondheim.*, 2004.
- [41] Beyond Petroleum. Statistical review of world energy, Junio 2010.
- [42] O. Samuelsson. *Power system damping. Structural aspects of controlling active power.* PhD thesis, Lund University, 1997.
- [43] Stephen T. Thornton and Jerry B. Marion. *Classical Dynamics of Particles and Systems.* 2004.
- [44] R.J. Ye, H. Li, Z. Chen, and Q. Gao. Comparison of transient behaviors of wind turbines with dfig considering the shaft flexible models. In *Electrical Machines and Systems. ICEMS 2008. International Conference on*, 2008.
- [45] S.K. Yee. *Coordinated tuning of power system damping controllers for robust stabilization of the system.* PhD thesis, University of Manchester, 2005.
- [46] S. Yuanzhang, W. Lixin, L. Guojie, and L. Jin. A review on analysis and control of small signal stability of power systems with large scale integration of wind power. In *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, pages 1–6, 2010.