



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE ELÉCTRICA

**Estudio Comparativo de los Efectos en la Estabilidad de
Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria de Generadores
Eólicos de Velocidad Variable y Velocidad Constante**

www.bdigital.ula.ve

Br. Andrés Antonio Seijas

Mérida, Marzo 2015

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

www.bdigital.ula.ve



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE ELÉCTRICA

Estudio Comparativo de los Efectos en la Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria de Generadores Eólicos de Velocidad Variable y Velocidad Constante.

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista

Br: Andrés Antonio Seijas

Tutor: PhD. Juan Carlos Muñoz

Tutor: MsC. Nelson Ballester

Mérida, Marzo 2015



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE ELÉCTRICA

Estudio Comparativo de los Efectos en la Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria de Generadores Eólicos de Velocidad Variable y Velocidad Constante.

www.bdigital.ula.ve

Br. Andrés Antonio Seijas

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Jean Carlos Hernández Mejía

Prof. Jaime Gonzalez.

Prof. Nelson Ballester

*Dedicado a
Mis padres por ser apoyo, guía e inspiración,
A Mi tía Alba porque este logro es logro suyo también,
Y a Antonio, Juana y Mercedes, por enseñarme tanto incluso en su ausencia.*

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis tutores PhD. Juan Carlos Muñoz y MsC. Nelson Ballester por sus invaluable contribuciones, consejos, paciencia y compromiso.

Al profesor PhD. Jean Carlos Hernández por su constante, desinteresada y decisiva ayuda.

A la Escuela de Ingeniería Eléctrica y todos sus integrantes por hacer ese enorme esfuerzo por educar a pesar de los obstáculos y las limitaciones exteriores de los que fui testigo estos años de estudio.

A la Universidad de Los Andes por ser una casa de estudios sobresaliente y un mecanismo de superación para mí y muchos otros compañeros.

Br. Andrés Antonio Seijas. Estudio comparativo de los efectos en la estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria de generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante. Universidad de Los Andes. Tutores: PhD. Juan Carlos Muñoz, MsC. Nelson Ballester. Marzo 2015.

Resumen

En los últimos años el problema del calentamiento global, la contaminación y el impacto ecológico del hombre se han vuelto importantes preocupaciones para los gobiernos de todo el mundo. Esta preocupación ha desencadenado una serie de políticas que apuntan a un futuro energéticamente sostenible, razón por la cual han surgido múltiples alternativas energéticas que buscan cumplir con este fin. La alternativa eólica es una de las más prometedoras y desarrolladas, por tanto está teniendo gran difusión y se espera que continúe esa tendencia.

Así es que con el incremento de la penetración eólica en los sistemas de potencia, y debido al factor imprevisible del recurso del viento, la estabilidad de dichos sistemas se ha convertido en un tema de estudio importante. El desarrollo de la generación eólica ha desembocado en dos ramas tecnológicas principales: Turbinas de velocidad constante y de velocidad variable.

Este trabajo propone un estudio comparativo del impacto de ambos tipos de tecnologías haciendo uso de una revisión bibliográfica y de simulaciones. Se presentan en el marco teórico los conceptos fundamentales de los tipos de turbinas eólicas a ser estudiadas, así como lo propio con la teoría de estabilidad, la bifurcación de hopf y la descripción del software utilizado en las simulaciones. En las simulaciones se utiliza el sistema IEEE de 14 barras con algunas modificaciones, simulándose con este sistemas variaciones de carga progresivas para estudiar la estabilidad de pequeña señal, y contingencias severas para estudiar la estabilidad transitoria. Los resultados de ambas se muestran, se comparan y se toman conclusiones en cuanto a las diferencias encontradas entre ambas turbinas. Dichos resultados exhiben un desempeño considerablemente superior por parte de los generadores de velocidad variable (DFIG) respecto a los de velocidad constante (SCIG).

Descriptor: Generación Eólica, Estabilidad y Sistemas de Potencia.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
INTRODUCCIÓN	1
Capítulo	pp.
1. Planteamiento del Problema	2
1.1. Justificación	2
1.2. Objetivos	3
1.2.1. General	3
1.2.2. Específicos	3
1.3. Alcance	3
1.4. Limitaciones	4
1.5. Metodología de Investigación	5
2. Marco Teórico	6
2.1. Análisis de Sistemas de Potencia	6
2.1.1. Flujo de Carga	7
Formulación del Flujo de Carga en Sistemas de Potencia	7
Método de Newton-Raphson en coordenadas Polares	8
2.1.2. Estabilidad de los Sistemas de Potencia	12
Estabilidad de Ángulo	14
Características de una Máquina Síncrona	14
Relación de potencia vs ángulo	16

	El Fenómeno de la Estabilidad	19
	Estabilidad de Pequeña señal	22
	Estabilidad Transitoria	31
	Bifurcación de Hopf	39
2.2.	Energías Renovables	42
2.2.1.	Generación Eólica	43
	Características Generales de una Máquina de Inducción	46
	Generadores de Velocidad Constante:	49
	Generadores de Velocidad Variable:	51
2.2.2.	Impacto de la Generación Eólica en la estabilidad	53
	Impacto en la Estabilidad de Pequeña Señal	53
	Impacto en la Estabilidad Transitoria	55
2.2.3.	Modelos usados en las simulaciones	57
	Generador de Jaula de Ardilla	57
	Generador doblemente Alimentado	59
2.3.	Descripción de la Herramienta PSAT	63
3.	Simulaciones y Análisis de Resultados	68
3.1.	Descripción del Sistema de 14 Barras Modificado	68
3.2.	Casos de Estudio	74
3.2.1.	Estabilidad de Pequeña Señal	75
	Estudio en Estado Normal	75
	Estudio en Estado de Contingencia	75
	Estudio para Variaciones de Potencia	75
3.2.2.	Estabilidad Transitoria	76
	Caso A	77
	Caso B	77
3.3.	Análisis y Comparación de Resultados	77
3.3.1.	Estabilidad de Pequeña Señal	77
	Estudio en Estado Normal	77
	Estudio en Estado de Contingencia:	78
	Estudio para Variaciones de Potencia	79
3.3.2.	Estabilidad Transitoria	83
	Caso A	83
	Caso B	83

4. Esquemas de Control para Mejorar la Respuesta Dinámica de los Generadores Eólicos	86
4.1. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y Control Óptimo de una Turbina de Viento con un Generador de Inducción Doblemente Alimentado . . .	86
4.2. Regulación Coordinada de Frecuencia para plantas de energía eólica basadas en Generador de inducción doblemente alimentado.	89
4.3. Turbinas de Velocidad Variable para el Mejoramiento de la Estabilidad del Sistema de Potencia.	92
4.4. Retos en el Manejo de frecuencia en los Sistemas de Potencia	93
4.5. Diseño de un Controlador Óptimo de una Turbina Eólica con Generador de Inducción Doblemente Alimentado para la Mejora de la Estabilidad de Pequeña Señal	96
CONCLUSIÓN	99
RECOMENDACIONES	100
REFERENCIAS	102

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	pp.
2.1. Clasificación de la Estabilidad de los Sistemas de Potencia (Kundur,P., et al(2004). <i>Clasification of Power Stability</i> [Figura]).	13
2.2. Esquema del Sistema Generador-Motor (Kundur,P.(1994). <i>Power transfer characteristic of a two-machine system</i> [Figura]).	17
2.3. Diagrama Fasorial (Kundur,P.(1994). <i>Power transfer characteristic of a two-machine system</i> [Figura])	18
2.4. Curva de potencia vs ángulo (Kundur,P.(1994). <i>Power transfer characteristic of a two-machine system</i> [Figura]).	18
2.5. Sin regulador de Voltaje, es decir con Campo constante((Kundur,P.(1994). <i>Nature of small-disturbance response</i> [Figura])	21
2.6. Con regulador de Voltaje (Kundur,P.(1994). <i>Nature of small-disturbance response</i> [Figura])	21
2.7. Respuestas del rotor para distintos casos(Kundur,P.(1994). <i>Rotor angle response to a transient disturbance</i> [Figura]).	32
2.8. Sistema de una Máquina conectada a una Barra infinita (Kundur,P.(1994). <i>Single-machine infinite bus system</i> [Figura]).	34
2.9. Cambios en la curva de Potencia vs δ después de fallar una línea (Kundur,P.(1994). <i>Power angle relationship</i> [Figura]).	35
2.10. El efecto de las variaciones de la potencia en el ángulo(Kundur,P.(1994). <i>Response to a step change in mechanical power input</i> [Figura]).	35
2.11. Aproximación de la función mediante trapezoides (Kundur,P.(1994). <i>Figure 13.7</i> [Figura]).	38
2.12. Cruce de los Autovalores al semiplano derecho (Galvis, J.(2010).Ubicación de los valores propios para una bifurcación Hopf. [Figura]).	39

2.13. Estabilidad Supercrítica representada en trayectorias de estado.(Novozhilov, A. <i>Supercritical Poincaré Andronov Hopf bifurcation</i> .[Figura].revisado de: https://www.ndsu.edu/pubweb/).	41
2.14. Estabilidad Subcrítica representada en trayectorias de estado. (Novozhilov, A. <i>Subcritical Poincaré Andronov Hopf bifurcation</i> .revisado de: https://www.ndsu.edu/pubweb/).	41
2.15. Fuentes tradicionales de energía no sostenible (Slootweg, J. (2003). <i>Conventional Power Generation</i> .[Figura]).	42
2.16. Fuentes de Energía Renovables (Slootweg, J. (2003). <i>Renewable Power Generation</i> .[Figura]).	43
2.17. Esquema Básico de una Turbina de Viento (Slootweg, J. (2003). <i>General Working Principle of Wind Power Generation</i> .[Figura]).	44
2.18. Rotor de Jaula de Ardilla Común (Chapman, S. (2000).Dibujo de un rotor de jaula de ardilla. [Figura]).	48
2.19. Relación entre el par y la velocidad para una máquina de inducción (Chapman, S. (2000).Curva característica par-velocidad de un motor de inducción que muestra los rangos extendidos de operación. [Figura]).	49
2.20. Esquema de un Generador de Velocidad Constante (Slootweg, J. (2003). <i>Generating systems used in wind turbines: squirrel cage induction generator</i> . [Figura]).	50
2.21. Esquema de un Generador de Velocidad Variable DFIG (Lab-Volt. <i>Circuits topologies for two types of generators found in variable speed wind turbines</i> . [Figura]).	52
2.22. Dinámica del campo magnético del rotor respecto a la velocidad del rotor (Lab-Volt. <i>Interaction between the rotor speed and the frequency of the rotating magnetic field created in the rotor windings of a doubly-fed induction generator</i> . [Figura]).	53
2.23. Curvas de Potencia activa (superior) y Potencia Reactiva (inferior) en función del deslizamiento tomadas a distintos voltajes terminales(Lab-Volt. <i>Active (above) and reactive (below) power of a squirrel cage induction generator dependent on rotor slip with the terminal voltage as a parameter</i> . [Figura]).	55
2.24. Esquema de Velocidad del Rotor (Milano, F.(2008). <i>Rotor Speed Control Scheme</i> .[Figura]).	62

2.25. Esquema de Control de Voltaje (Milano, F.(2008). <i>Voltage Control Scheme</i> .[Figura]).	62
2.26. Característica Potencia vs Velocidad (Milano, F.(2008). <i>Power-Speed Characteristic</i> .[Figura]).	63
2.27. Esquema de Control Angular (Milano, F.(2008). <i>Pitch Angle Control Scheme</i> .[Figura]).	63
2.28. Países con presencia oficial de PSAT (Milano,F. <i>PSAT around the world</i> .[Figura].Revisado en: http://faraday1.ucd.ie/psat.html).	64
3.1. Sistema 14 barras IEEE modificado (Fuente: IEEE).	68
3.2. Arreglo de 3 barras que ha de conectarse al sistema 14 barras modificado (Muñoz, J.C., Cañozares, C.A.(2011,Marzo) <i>DFIG Collector system (PSAT)</i> [Figura]).	69
3.3. Sistema 14 barras IEEE original (Fuente: IEEE).	70
3.4. Conversión de Elementos de Simulink a PSAT (Milano, F.(2008). <i>Correspondence between Simulink blocks and PSAT global structures</i> ..[Figura]).	70
3.5. Leyenda de la Simbología del Sistema.	73
3.6. Cargabilidad ρ del sistema, según la Turbina usada.	79
3.7. Comportamiento de la cargabilidad ρ para ambos tipos de generadores.	82
3.8. Comportamiento de la amortiguación ζ para ambos tipos de generadores.	82
3.9. Comportamiento del ángulo δ_1 para ambos tipos de generadores.	83
3.10. Comportamiento del ángulo δ_1 para ambos tipos de generadores.	84
4.1. Curvas de Operación Sub-Óptima de la turbina. (Zhang, Z.-S., et al. (2012,enero) . <i>Sub-Optimal Operation</i> .[Figura]).	91
4.2. Curvas de Operación de la Turbina. La velocidad del rotor está limitada a 1.2 p.u. (Zhang, Z.-S., et al. (2012,enero) . <i>90% sub-optimal curve considering the rotor speed limitation</i> .[Figura]).	91
4.3. Función de probabilidad de la tasa de Cambio de la frecuencia (ROCOF) luego del evento, con (sólido) y sin (cortado) contribución inercial (Wu, L., Infield, D.(2014,Julio) . <i>Probability density function of ROCOF 0.1 s after event</i> . [Figura]).	94
4.4. Límite Mínimo de frecuencia (nadir) alcanzado después del evento, con y sin la contribución inercial en líneas sólida y cortada respectivamente (Wu, L., Infield, D.(2014,Julio) . <i>Probability density function of nadir</i> . [Figura]).	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	pp.
2.1. Comparación de capacidades de distintos programas usados en el análisis de Sistemas de Potencia.(Milano, F.(2008). <i>PSAT,Power System Analysis Toolbox</i> .Manual de trabajo del Software.)	66
3.1. Modos Dominantes para el SCIG.	78
3.2. Modos Dominantes para DFIG.	78
3.3. Modos Dominantes para SCIG en Contingencia.	78
3.4. Modos Dominantes para el DFIG en Contingencia.	79
3.5. Valores arrojados de ρ al hacer un barrido de Potencia.	80
3.6. Valores arrojados de ρ al hacer un barrido de Potencia.	80
3.7. Amortiguación para ambos generadores bajo los mismos valores de potencia generada.	81

INTRODUCCIÓN

Con el estudio comparativo de los efectos en la estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria de generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante se busca comprender con mayor profundidad el campo de la energía eólica, porque esta es considerada una de las fuentes de energía fundamentales de la sociedad del mañana y porque representa dentro del campo de la ingeniería eléctrica, una oportunidad para contribuir con el reto del siglo XXI, el reto del cambio climático y de la búsqueda de sus soluciones.

En la época actual, el hombre ha logrado desarrollar eficazmente avances tecnológicos impensables un siglo atrás. En la carrera que condujo a esos niveles de desarrollo, se dejaron muchos temas de lado, como lo fue el impacto que podría tener el desarrollo humano en el ambiente que le rodea y en si mismo. Hoy en día, en un planeta que presenta cifras de temperatura más altas cada año, índices de enfermedades respiratorias por contaminación creciendo día a día y con una alta dependencia de combustibles que directa o indirectamente perjudican el ambiente, se ha hecho urgente la necesidad de un cambio para evitar que los daños acaecidos ya puedan llegar a ser irreversibles. En este sentido, la ingeniería ha dado grandes aportes y soluciones que empiezan recién a aplicarse pero lo hacen con éxito, como el gran crecimiento en la energía eólica lo demuestra.

Debido a este alto crecimiento y penetración de la generación eólica en los sistemas de potencia de todo el mundo, es que el tema de la estabilidad de dichos sistemas ha pasado a ser un tópico de preocupación. Por lo tanto, el estudio del impacto de la generación eólica en la estabilidad es una rama importante que debe seguir desarrollándose continuamente. En el presente trabajo, se enfoca el estudio de este impacto desde la perspectiva de la comparación de dos tipos de tecnologías disponibles, las turbinas de velocidad variable y las turbinas de velocidad constante y se pretende identificar cual de estas dos opciones presenta un mejor desempeño en cuanto a su contribución a la estabilidad. Siendo los resultados de esta investigación de probable utilidad en un futuro cercano, en donde se deba elegir cual de estas tecnologías ha de ser utilizada en las redes nacionales, se considera

importante la realización de este trabajo de grado ya que pretende hacer una pequeña pero útil contribución en este tópico.

Este trabajo esta basado en una revisión bibliográfica de varios textos de los conceptos clave referidos a la generación eólica, estabilidad en sistemas de potencia, etc. Además se realizaron simulaciones con la herramienta de simulación de sistemas de potencia (PSAT, por sus siglas en inglés), una herramienta de software aplicada para simular el comportamiento del sistema y poder evaluar la estabilidad del mismo.

Finalmente, este trabajo de grado esta compuesto por 4 capítulos. El primer capítulo esta enfocado en los aspectos generales de la tesis, su justificación, sus objetivos, etc. El segundo capítulo es el marco teórico y posee la base de los análisis y conclusiones posteriores. El capítulo tercero esta dedicado exclusivamente a las simulaciones realizadas por computadora, sus resultados y el análisis de los mismos. El cuarto capítulo corresponde a la explicación de varios esquemas de control para mejorar la respuesta de los generadores eólicos, originalmente publicados en artículos de investigación y resumidos para fines de este trabajo. Y por último, las conclusiones presentan una discusión final de los resultados obtenidos y el análisis que puede construirse a partir de dichos resultados.

CAPÍTULO 1

Planteamiento del Problema

1.1. Justificación

El uso de las energías alternativas y muy particularmente de la generación eólica se ha venido incrementando a una tasa importante a nivel mundial. Este crecimiento ha sido impulsado por la preocupación cada vez mayor respecto al calentamiento global, el cual es principalmente el producto del desbalance entre la cantidad de CO₂ que es emitido a la atmósfera, y la porción de éste compuesto que la tierra es capaz de reabsorber a través de los procesos naturales. Una importante fuente de emisión de CO₂ está representada por la generación de electricidad basada en combustibles fósiles, siendo las plantas de generación eléctrica que usan carbón como fuente de combustible las más contaminantes.

Con la finalidad de sustituir gradualmente la generación basada en combustibles fósiles por generación basada en energías renovables, la mayoría de los gobiernos han desarrollado políticas y regulaciones basadas en incentivos que estimulan la inversión en energías renovables. Estas políticas y regulaciones, aunadas a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, y a las constantes innovaciones tecnológicas, incrementan el atractivo del uso de las energías renovables, cuyo costo es cada vez más competitivo. La sustitución de generadores sincrónicos convencionales por generadores eólicos indudablemente afecta la operación y planificación de los sistemas de potencia, siendo la estabilidad el sistema uno de los aspectos importantes que ha recibido considerable atención en la literatura.

En este sentido, este trabajo de grado propone un estudio comparativo del efecto de los generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante en la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, a través de revisión

bibliográfica y mediante el uso de simulaciones.

1.2. Objetivos

1.2.1. General

Comparar los efectos en la estabilidad transitoria y de pequeña señal de los generadores eólicos de velocidad constante y velocidad variable.

1.2.2. Específicos

- Estudiar mediante revisión bibliográfica el impacto de los generadores eólicos de velocidad variable y de velocidad constante, en la estabilidad de los sistemas de potencia.
- Estudiar las tecnologías existentes para mejorar la respuesta dinámica de los generadores eólicos ante contingencias.
- Realizar un análisis modal del sistema de potencia usando diferentes modelos para las turbinas eólicas, asumiendo condiciones normales de operación y contingencias, así como también diferentes condiciones de carga.
- Identificar bifurcaciones de Hopf mediante el estudio de los autovalores del sistema.
- Obtener y analizar la respuesta dinámica del sistema de potencia considerando contingencias y usando diferentes modelos para las turbinas eólicas.
- Discutir las diferencias encontradas respecto al efecto de las diferentes tecnologías de generación eólica en la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria del sistema.

1.3. Alcance

El alcance del presente trabajo de grado engloba en primer lugar, el estudio bibliográfico del impacto de los generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante en la estabilidad del sistema de potencia, específicamente los generadores de inducción doblemente alimentados (velocidad variable), los generadores de jaula de ardilla (velocidad

constante) y la estabilidad tanto de pequeña señal como transitoria.

Las tecnologías estudiadas para mejorar la respuesta dinámica de los generadores ante contingencias están específicamente diseñadas para generadores de velocidad variable.

El análisis modal del sistema de potencia del que se hace uso en este trabajo utiliza dos modelos de turbinas eólicas, uno para el generador de velocidad variable y otro para el generador de velocidad constante. Las condiciones de operación simuladas como establecen los objetivos, son en estado normal, de contingencia y con variación de potencia, donde el estado de contingencia representa la desconexión de una línea como evento desencadenante.

Las bifurcaciones de Hopf a identificar responden al estudio de autovalores y consisten en identificar el valor crítico para el cual ocurre la misma. La respuesta dinámica del sistema en estado normal, en contingencia y variando la potencia, se hace planteando los mismos escenarios planteados para el análisis modal, los mismos modelos de generadores y en general las mismas condiciones de prueba.

La discusión de las diferencias encontradas sobre el impacto en la estabilidad de pequeña señal y transitoria de los generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante, se fundamenta únicamente en la comparación entre estas dos tecnologías y los modelos utilizados para simularlas, y las conclusiones son atribuibles solamente al efecto relativo que cada tipo de turbina ejerce en la estabilidad, en comparación al otro tipo de turbina.

1.4. Limitaciones

Dentro de este trabajo no se estudian otros modelos de turbinas eólicas, como lo es el generador sincrónico de accionamiento directo por ejemplo, ni tampoco se estudia el impacto en la estabilidad de voltaje y de frecuencia.

No se estudian tecnologías para mejorar la respuesta dinámica para generadores de velocidad constante. Dentro de los estudios de contingencia tanto para estabilidad de pequeña señal como transitoria, no se toma en cuenta fallas a tierra u otros tipos de eventos de gran envergadura.

Las conclusiones obtenidas en la comparación sobre los efectos de los generadores de velocidad variable y constante en la estabilidad de pequeña señal y transitoria, no se asumen para otros modelos de generadores eólicos, ni para evaluar el impacto de los generadores estudiados en la estabilidad de voltaje o de frecuencia.

1.5. Metodología de Investigación

El presente trabajo de grado está clasificado según las normas vigentes en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de los Andes, como un trabajo de investigación documental, ya que se trata de una revisión bibliográfica de los conceptos claves del trabajo, y luego de una serie de simulaciones que permiten predecir ciertos comportamientos sin necesidad de realizar ningún tipo de trabajo de campo.

Dicha revisión bibliográfica comprende el estudio y análisis de las bases teóricas de la estabilidad de pequeña señal, estabilidad transitoria, bifurcaciones de hopf, máquinas eléctricas de inducción, máquinas sincrónicas, generadores de inducción doblemente alimentados, entre otras.

Las simulaciones son comprobaciones de los conceptos estudiados en la revisión bibliográfica, realizadas mediante un software especial para sistemas de potencia, en donde se evalúa la estabilidad de la respuesta del sistema haciendo uso del análisis modal y la respuesta dinámica del sistema. Los conceptos necesarios para interpretar correctamente las simulaciones son explorados a fondo en la revisión bibliográfica. Se hace uso del análisis de autovalores y del análisis de la respuesta dinámica con cada tipo de generador, utilizando para las simulaciones el sistema de 14 barras IEEE con algunas modificaciones.

En base a lo investigado bibliográficamente y lo comprobado por medio de herramientas computarizadas, se hace una evaluación general comparando el impacto de cada generador eólico en la estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

CAPÍTULO 2

Marco Teórico

2.1. Análisis de Sistemas de Potencia

Este capítulo expone los conceptos fundamentales que rigen el funcionamiento de los sistemas de potencia y de las turbinas eólicas. Se explican las nociones claves de flujo de carga, estabilidad, generación eólica, modelos de los generadores utilizados, etc. Específicamente esta sección estudia los conceptos necesarios para comprender los métodos mas usados para analizar los sistemas de potencia.

Hay muchas maneras de elaborar las ecuaciones de una red. Sin embargo, es el método de voltajes de nodo, el mas comúnmente usado en el campo, por ser el más práctico para sistemas de potencia grandes. El uso de dicho método resulta en la utilización de las admitancias de nodo para construir las ecuaciones que describirán el sistema de potencia a estudiar; esto resulta en varias ecuaciones algebraicas lineales y complejas, estando todas estas en términos de las corrientes de nodo.

“En un sistema de potencia, son más bien conocidas las potencias más que las corrientes. Por lo tanto, las ecuaciones resultantes en términos de la potencia, conocidas como ecuaciones de flujo de potencia, se vuelven no lineales y deben ser resueltas por métodos iterativos. Los estudios de flujo de potencia, comúnmente llamados como flujo de carga, son la columna vertebral del análisis y diseño de sistemas de potencia. Son necesarios para el planeamiento, operación, programación económica e intercambio de potencia entre dependencias.” (Saadad,Hadid,1999,pág.189)

Además, el análisis de flujo de carga es imprescindible en otros estudios, como lo son para los más relevantes en este trabajo, estabilidad tanto de pequeña señal como transitoria.

2.1.1. Flujo de Carga

. **Formulación del Flujo de Carga en Sistemas de Potencia** Generalmente, en un sistema de potencia se tiene conocimiento del valor de algunas más no todas, las cantidades físicas que definen el comportamiento del sistema. Sin embargo, basta conocer algunas en específico para determinar las demás, y es de esto de lo que se trata el análisis de flujo de carga.

Algunos autores calculan que el estudio exhaustivo de métodos para realizar el flujo de carga en los sistemas de potencia, se remonta a mediados de la década de los 50s (Kundur), desde aquel entonces una gran cantidad de métodos iterativos han sido desarrollados. La mayoría de ellos suelen ser variaciones de las dos técnicas básicas que son de amplio uso en la industria de hoy: la técnica de Gauss-Seidel y la técnica de Newton-Raphson.

Las técnicas de preferencia de la mayoría de los softwares comerciales de flujo de potencia son variaciones de la técnica de Newton-Raphson. Todas esas técnicas se valen de las ecuaciones de barra en forma de admitancia para resolver el flujo de carga. Este sistema de ecuaciones consta de amplio uso debido a su relativa simplicidad para recolectar los datos, y la sencillez que la matriz de admitancia de barra dispone para ser formada y modificada si es necesario. En un flujo de potencia, las cantidades primarias son las siguientes:

- P: Potencia activa en la red.
- Q: Potencia reactiva en la red.
- $|V|$: Magnitud del voltaje de barra.
- δ : Angulo del voltaje de barra a una referencia común. Con el objetivo de definir el problema de flujo de potencia a ser resuelto, es necesario especificar dos de las cuatro cantidades, en cada barra.

Barra Slack: Esta barra, conocida como slack o de compensación, es la barra tomada como referencia, donde la magnitud y fase del voltaje son especificados y son por lo tanto, las referencias. Ya que en un sistema de transmisión, las pérdidas no pueden ser conocidas antes de determinar el flujo de potencia, es necesario mantener una barra donde ni P ni Q sean especificadas y así tengan libre ajuste para *cubrir* las pérdidas del sistema.

Barra de Carga: En estas barras las potencias activas y reactivas son especificadas. La magnitud y la fase del voltaje de la barra son desconocidas. Son llamadas barras P-Q.

Barras de Generación: Son conocidas como las barras de “voltaje controlado”, en ellas la magnitud del voltaje y la potencia activa son especificadas, siendo esto razonable ya que son cantidades que pueden ser controladas a través del gobernador y la excitación respectivamente. La fase del voltaje y la potencia reactiva deben ser determinadas. Los límites en el valor de la potencia reactiva también son especificados. Se les conoce como barras P-V.

. Método de Newton-Raphson en coordenadas Polares

“Debido a su convergencia cuadrática, el método de Newton-Raphson es matemáticamente superior al de Gauss-Seidel, y es menos propenso a la divergencia cuando se resuelven sistemas mal condicionados.”
(Saadad, Hadid, 1999, Pág. 232).

En los sistemas de potencia de mayor tamaño, los cálculos pueden complicarse, incluso usando computadores potentes, por lo que son apreciadas las soluciones eficientes y pragmáticas. Este ha sido el caso del método de Newton-Raphson. No hay una relación directa entre el número de iteraciones necesarias y el tamaño del sistema, es decir el número necesario es independiente de la extensión del sistema, aún así, para cada iteración las evaluaciones son más complejas.

Dado que, en la formulación del problema del flujo de carga, los datos y las incógnitas están en términos fasoriales, como la potencia activa, la magnitud del voltaje o el ángulo δ , es común formular la ecuación del flujo de carga en su forma polar. Para la típica barra de un sistema de potencia, la corriente entrando a la barra i ésima está dada en forma polar por la ecuación 2.1.

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.1)$$

En la ecuación 2.1 la corriente de la i ésima barra se expresa por medio de una sumatoria; basándose en esta ecuación, se representa la potencia de manera similar y haciendo arreglos matemáticos no mostrados aquí, se separan la potencia real e imaginaria para representarlas como se muestra en las ecuaciones 2.2 y 2.3:

$$P_i = \sum_{j=i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.2)$$

$$Q_i = - \sum_{j=i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.3)$$

Las ecuaciones 2.2 y 2.3 constituyen un grupo de ecuaciones algebraicas no lineales en términos de variables independientes, magnitud de voltaje en por unidad y ángulo de fase en radianes. Se tiene dos ecuaciones por cada barra de carga, dadas por 2.2 y 2.3, y una ecuación para cada barra de generación, dada por 2.2. Expandiendo ambas ecuaciones en series de Taylor alrededor de la primera estimación y despreciando todos los términos superiores, resulta en un arreglo matricial (Saadad, 1999).

$$\begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{vmatrix} \quad (2.4)$$

La matriz jacobiana da la relación linealizada entre los pequeños cambios en el ángulo de $\Delta \delta_i^{(k)}$ y la magnitud de voltaje $\Delta |V_i^{(k)}|$ con los pequeños cambios en la potencia real y reactiva. Los elementos de la matriz jacobiana son las derivadas parciales de 2.2 y 2.3, evaluados en $\Delta \delta_i^{(k)}$ y en $\Delta |V_i^{(k)}|$.

Para los elementos de la diagonal y fuera de la diagonal de J_1 se tiene,

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.6)$$

Los elementos de la diagonal y fuera de la diagonal de J_2 son,

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.8)$$

Los elementos de la diagonal y fuera de la diagonal de J_3 son,

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.10)$$

Los elementos de la diagonal y fuera de la diagonal de J_4 son,

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.12)$$

Los términos $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$ son la diferencia entre los valores programados y calculados, conocida como potencia residual, está dada por

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{(sch)} - P_i^{(k)} \quad (2.13)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{(sch)} - Q_i^{(k)} \quad (2.14)$$

Donde:

$P_i^{(sch)}$ es la Potencia activa programada

$P_i^{(k)}$ es la Potencia activa calculada

$Q_i^{(sch)}$ es la Potencia reactiva programada

$Q_i^{(k)}$ es la Potencia reactiva Calculada

Los nuevos estimados para los para el voltaje y la fase de las barras,

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (2.15)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}| \quad (2.16)$$

Se toma como guía el procedimiento para la solución del flujo de carga mediante Newton-Raphson expuesto por *Saadad, Hadid* en su obra "*Power System Analisis*", resultando en:

1. Para barras de carga donde $P_i^{(sch)}$ y $Q_i^{(sch)}$ están especificadas, las magnitudes de voltaje y las fases son ajustados igual al valor de la barra oscilante, es decir 1.0 pu para el voltaje y 0 grados para la fase. Para barras de generación, donde $|V_i|$ y P_i^{sch} son especificados, los ángulos de fase son ajustados iguales a los de la barra oscilante, es decir 0 grados.

2. Para barras de carga, $P_i^{(k)}$ y $Q_i^{(k)}$ son calculados usando 2.2 y 2.3 y $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$ son calculados usando 2.13 y 2.14.

3. Para barras de generación, $P_i^{(k)}$ y $\Delta P_i^{(k)}$ son calculados a partir de 2.2 y 2.13 respectivamente.

4. Los elementos de la matriz Jacobiana, (J1, J2, J3 y J4) se calculan usando las ecuaciones que van desde 2.5 hasta 2.12.

5. Las ecuaciones lineales simultáneas 2.4 se resuelven directamente por una factorización triangular ordenada y eliminación Gaussiana.

6. Las nuevas magnitudes de voltaje y ángulos de fase, son calculadas a través de 2.15 y 2.16.

7. El proceso continua hasta que los residuos de potencia sean menores a la tolerancia requerida.

$$|\Delta P_i^{(k)}| \leq \epsilon \quad (2.17)$$

$$|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \epsilon \quad (2.18)$$

2.1.2. Estabilidad de los Sistemas de Potencia

Usualmente en la literatura, se ha abordado el tema de la estabilidad de una manera específica, desde el punto de vista de las máquinas sincrónicas. Ya que durante el transcurso del siglo pasado, la generación de la potencia eléctrica para los sistemas de potencia, se realizaba mediante el uso de generadores sincrónicos, el estudio de la estabilidad se estructuraba desde esta perspectiva.

Hoy en día, se ha demostrado que las formas tradicionales que se han usado para generar energía eléctrica, son fuentes de agentes nocivos para el medio ambiente. Precisamente porque muchos de estos generadores sincrónicos hacen uso de combustibles fósiles para generar. Debido a este conocimiento, se ha hecho urgente un cambio en las fuentes de energía por unas menos contaminantes o no contaminantes en lo absoluto. Aquí entran en juego nuevas fuentes como la energía eólica, cuyos medios de extracción (entiéndase, turbinas de viento) no necesariamente hacen uso de máquinas sincrónicas.

Sin embargo, para entender los principios básicos de la estabilidad de un sistema de potencia, es válido y se hace necesario, comprender la perspectiva tradicional sobre el tema. Aunque muchos de los generadores eólicos no sean propiamente sincrónicos, si necesitan mantener cierto sincronismo con el sistema, y de hecho lo hacen. Cuando irrumpe una condición inestable, las maquinas sean sincrónicas o no, se ven afectadas por los mismos procesos físicos. En este orden de ideas, el estudio de los principios fundamentales de la estabilidad son los mismos, y así, se puede hacer uso de la siguiente definición ampliamente conocida:

“La estabilidad de los sistemas de potencia puede ser definida en general como la propiedad inherente a un sistema de potencia que le permite permanecer en un estado de operatividad equilibrado, bajo condiciones de operación normales y de restablecer un estado de equilibrio aceptable después de ser sujeto a una perturbación.”(Kundur,1993, pág 17)

Ahora, entiéndase que la inestabilidad en un sistema de potencia puede surgir y manifestarse de diferentes maneras. La ocurrencia de una u otra depende enteramente de la

topología, la configuración y el modo de operación del sistema. Sin embargo, por años, el asunto principal a resolver ha sido mantener la operación sincrónica, el sincronismo. El estudio de dicha capacidad para mantener el sincronismo se denomina estabilidad de ángulo, sin embargo puede presentarse un comportamiento inestable sin la pérdida de sincronismo, casos que son estudiados en la estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje, como puede verse en la figura 2.1. Cabe destacar que de los distintos tipos de estabilidad clasificados en la literatura, en este trabajo se aborda únicamente la estabilidad de ángulo.

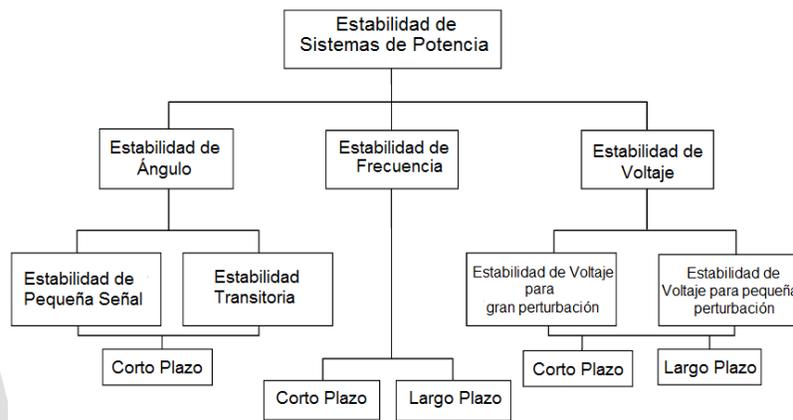


Figura 2.1: Clasificación de la Estabilidad de los Sistemas de Potencia (Kundur,P., et al(2004). *Clasification of Power Stability* [Figura]).

Dado que los sistemas de potencia están integrados, entre otras cosas, por máquinas sincrónicas y la mayoría de la generación actual recae en generadores sincrónicos; mantener el sincronismo es fundamental. Esta característica de la estabilidad está fuertemente influenciado por las relaciones potencia-ángulo así como por la dinámica de los rotores y sus diferencias angulares relativas.

La estabilidad se evalúa observando la respuesta de un sistema cuando es sometido a una perturbación momentánea. Esta perturbación puede ser pequeña o puede ser grande. El comportamiento de un sistema luego de una perturbación pequeña es conocido en la literatura como “Estabilidad de Pequeña Señal” o *Small Signal*. Usualmente se trata de observar como responde el sistema luego de pequeños incrementos/decrementos de carga o generación. Este estudio es importante porque dichos incrementos o decrementos ocurren continuamente en un sistema de potencia a medida que la población varía su demanda

y varía la potencia disponible por cambios en los patrones del viento, en el caso de la generación eólica por ejemplo.

La respuesta de un sistema de potencia a perturbaciones grandes, es un tema de estudio conocido como “Estabilidad Transitoria” o “Transient Stability” en la literatura. Un sistema debe ser también capaz de sobrevivir a perturbaciones más severas y drásticas como la pérdida de una línea de transmisión, una falla por cortocircuito, la pérdida súbita de una gran cantidad de carga o de un gran generador, etc.

Ambos tipos de perturbaciones deben ser superados mientras se supe la máxima cantidad de carga posible. En esto se basa el problema de la estabilidad de sistemas de potencia.

. Estabilidad de Ángulo

“La estabilidad de ángulo del rotor es la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia de mantener el sincronismo.”
(Kundur, 1993, pág 18)

En lo relativo a este trabajo, lo que concierne es la estabilidad de ángulo. Las máquinas sincrónicas son mecanismos que permiten transformar energía eléctrica en mecánica y viceversa. Su estructura entonces inherentemente posee cualidades mecánicas y eléctricas que normalmente trabajan en perfecto balance. Cuando ocurre una perturbación, estas fuerzas opuestas empiezan a oscilar entre sí, de una manera tal que si no se controla lleva a la desconexión de la máquina sincrónica del sistema. Por lo tanto, concierne investigar las cualidades y características que componen una máquina sincrónica, y como estas contribuyen a las oscilaciones electromecánicas que llevan a la inestabilidad. Además, es vital en este problema como las salidas de potencia de las máquinas varían a medida que sus rotores oscilan.

. **Características de una Máquina Sincrónica** Hay dos elementos que son parte de una máquina sincrónica, que para efectos del análisis de estabilidad, son esenciales. Estos son el devanado de campo y el devanado de armadura. En una máquina común, el devanado de campo está en el rotor y el devanado de armadura está en el estator, que son las partes móvil y estática de la máquina, respectivamente. El devanado de campo, se alimenta con una corriente continua y genera un campo magnético constante. Cuando el rotor gira, di-

cho campo gira con el y a efectos del estator se convierte en un campo magnético variable y giratorio.

Ahora, la ley de inducción electromagnética estipulada por Faraday, indica que un conductor expuesto a un campo magnético variable respecto a su posición, presentará espontáneamente una fuerza electromotriz, es decir, se inducirán en el conductor unos voltajes. En una máquina sincrónica este principio físico es fundamental. Cuando el rotor empieza a girar, el campo magnético del devanado de campo induce un sistema de voltajes trifásicos en el estator. Estos voltajes son trifásicos debido al arreglo espacial de los devanados del estator y su frecuencia es una función de la velocidad a la que el rotor gira. Por lo que, la frecuencia en el estator está “sincronizada” con la velocidad angular del rotor. De allí la denominación “Máquina Sincrónica”. Luego, cuando dos o más máquinas sincrónicas están interconectadas, estas deben trabajar a la misma frecuencia. De modo que independientemente de la velocidad del rotor de cada máquina, esta velocidad debe estar sincronizada con esta frecuencia. Es decir, los rotores de todas las máquinas interconectadas se encontrarán en sincronismo.

Cuando la máquina está conectada, por el estator empiezan a fluir corrientes, también trifásicas y sincronizadas al rotor. El arreglo espacial de los devanados del estator permite también, que cuando estas corrientes circulan y generan un campo magnético por su cuenta, la suma de las contribuciones de cada fase resulte en un campo magnético que gira en la misma dirección al rotor y a la misma velocidad.

Ambos campos magnéticos interactúan entre sí, y su tendencia a alinearse “induce” un torque en el rotor. Cuando se trata de un generador, el torque inducido es opuesto a la rotación, por lo que se necesita un motor primario (una turbina movida por viento, por vapor, por agua, etc.) para mantener la rotación. Cuando se trata de un motor, el torque inducido es en la dirección del movimiento, por lo que se pueden acoplar cargas mecánicas al motor para que este realice un trabajo. Existe una cantidad conocida como δ , que es la separación angular entre el campo del rotor y el campo magnético resultante de la máquina. Debido a que el torque inducido es resultado del producto vectorial de los campos del rotor y del estator, variaciones en el ángulo δ resultan directamente en variaciones en el valor del torque. Estas variaciones son no lineales ya que el producto vectorial es función de una ecuación sinusoidal; por lo que el torque varía sinusoidalmente a medida que el

ángulo delta cambia.

Cuando aumenta la carga de un generador, es decir, la corriente crece, el torque inducido que se opone al movimiento crece también, y el rotor se desacelera. Al desacelerar, la separación angular delta disminuye y disminuye así el torque inducido, por lo que el rotor empieza a acelerar de nuevo. Así continúa esta dinámica hasta que se llega de nuevo a un equilibrio, a la misma velocidad angular anterior, pero con un nuevo torque mecánico que tiene que ser provisto por el motor primario si se quiere seguir trabajando en sincronismo. En el caso de un Motor el proceso es el mismo, excepto que en un motor el campo del rotor atrasa el del estator, por lo que cuando aumenta la carga mecánica y el rotor se desacelera, el ángulo delta aumenta en vez de disminuir, resultando en un aumento del torque y una aceleración del rotor. Pero este aumento de delta tiene por consecuencia el crecimiento de las corrientes del estator, cargando así a los generadores encargados de alimentar al motor. Así, incluso pequeños cambios en cantidad de carga, o en cantidad de generación entregada, propagan una serie de reacciones en todo el sistema de potencia.

Esta conexión o “lazo” entre las cantidades mecánicas y las eléctricas se debe a esta interacción entre los campos magnéticos, su capacidad para inducir fuerzas en el rotor y afectar las corrientes en el estator. Es este lazo el que hace posible que un cambio de carga eléctrica afecte las velocidades de los rotores, o que un cambio en la carga mecánica de un motor grande, afecte las corrientes y en última instancia las velocidades de los rotores nuevamente.

. Relación de potencia vs ángulo En los sistemas de potencia un factor fundamental que influencia considerablemente la estabilidad del sistema, es la relación que existe entre la potencia y la separaciones angulares entre los rotores. El análisis del principio básico de esta relación se puede ilustrar con un sistema simple conformado por un generador conectado a un motor por medio de una línea de transmisión (Figura 2.2). La reactancia de la línea X_L es considerada; la resistencia y la capacitancia de la misma son despreciadas.

La potencia que viaja a través de la línea del generador al motor, varía de forma sinusoidal de acuerdo a la separación angular neta que existe entre las dos máquinas. Dicha separación angular neta consta de tres componentes: δ_g que es el ángulo intrínseco del generador (separación del rotor que adelanta al estator), de la diferencia de ángulo entre los voltajes

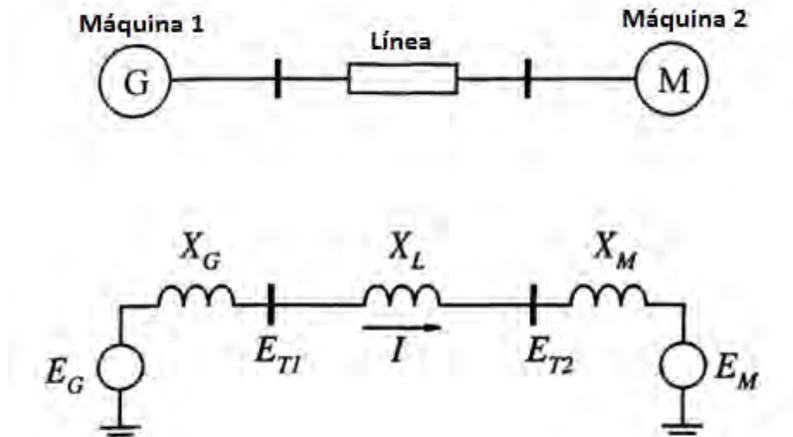


Figura 2.2: Esquema del Sistema Generador-Motor (Kundur,P.(1994). *Power transfer characteristic of a two-machine system* [Figura]).

terminales de ambas máquinas δ_L (es el mismo ángulo por el cual el estator del generador adelanta al estator del motor) y del ángulo intrínseco del motor δ_M (la separación por la que el estator adelanta al rotor).

En la Figura 2.3 se pueden identificar los ángulos pertinentes conformando el diagrama fasorial, en la Figura 2.4 se puede observar la curva de potencia transferida vs ángulo. En base al sistema de dos máquinas expuesto, se puede obtener una versión resumida de la ecuación de potencia; generalmente válida y útil para el estudio básico de la estabilidad:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (2.19)$$

Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (2.20)$$

La dinámica de la transferencia de potencia esta controlada por sus características sinusoidales; cuando el ángulo delta es cero no hay transferencia de potencia. A medida que el ángulo va aumentando la potencia va creciendo igualmente, hasta un cierto valor máximo, nominalmente 90 grados. Después de este punto, aumento sucesivos del ángulo no se traducen en aumento de la potencia transferida; todo lo contrario, la potencia transferida empieza a disminuir.

De manera que, se puede estipular en base a las ecuaciones 2.19 y 2.20 que existe una

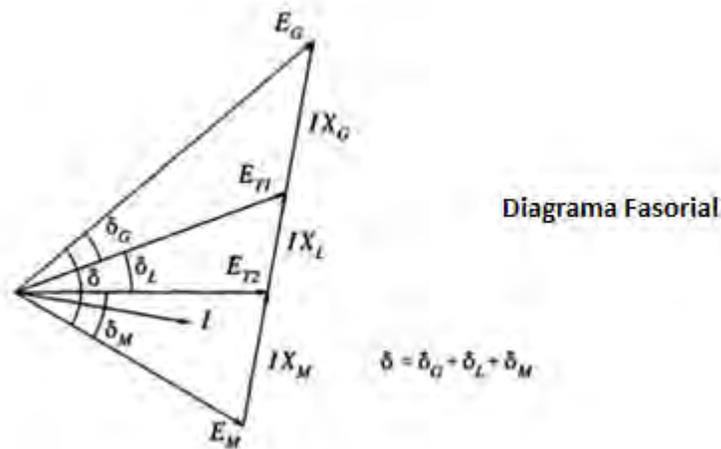


Figura 2.3: Diagrama Fasorial (Kundur,P.(1994). *Power transfer characteristic of a two-machine system* [Figura])

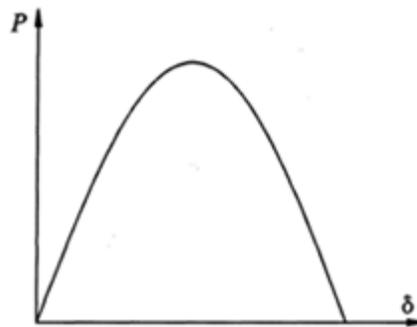


Figura 2.4: Curva de potencia vs ángulo (Kundur,P.(1994). *Power transfer characteristic of a two-machine system* [Figura]).

potencia máxima transferible en régimen permanente entre estas dos máquinas. La magnitud de dicha potencia máxima esta en directa relación con los voltajes internos de cada máquina, e inversamente relacionado a la reactancia X_T que reside entre los voltajes y que incluye tanto la reactancia de la línea de transmisión como la reactancia de cada máquina.

En el caso de más de dos máquinas, las variaciones angulares relativas afectan de manera similar el intercambio de potencia; se puede extrapolar este análisis a los casos con dos o más maquinas. En la práctica, se necesita dejar un “espacio” para que delta pueda oscilar sin sobrepasar los límites máximos que lo protegen de una situación inestable. Es por esto que nunca se dejaría que la separación angular de operación normal fuese 90 grados, ya

que una mínima variación haría que delta superase el valor máximo nominal, sacando de sincronismo a la máquina. Además, como ya se explicó el modelo utilizado aquí es ideal, no toma en cuenta la resistencia y esta afecta el ángulo máximo real que puede alcanzar la máquina. La suma de todas estas consideraciones resulta en que, en la práctica, un ángulo máximo de operación común sea de 60° o 70° .

. El Fenómeno de la Estabilidad Existe un equilibrio delicado en una máquina sincrónica que está operando en régimen permanente. Cuando el torque eléctrico y el torque mecánico (incluyendo las pérdidas en ambos) se igualan, el rotor no acelera o desacelera y su velocidad llega a un valor constante. Cuando este equilibrio es alterado por una perturbación de pequeña señal o transitoria, entre los rotores se desencadena una dinámica de aceleración y desaceleración, siguiendo las leyes de movimiento de un cuerpo en rotación (Kundur, 1993).

Esto es, un proceso oscilatorio, que de no ser atenuado, lleva a lo que se conoce como inestabilidad. Como ejemplo, dentro de un grupo de generadores interconectados, cuando uno de los mismos empieza a acelerar la posición relativa de su rotor se adelanta respecto al grupo; así su separación angular crece, y esto causa que parte de la carga de las máquinas más lentas se transfiera al generador más rápido, dependiendo de la relación potencia vs ángulo. El aumento de carga desacelera el rotor más rápido atrasando su posición relativa, disminuyendo la separación angular y llevando la velocidad del rotor de nuevo al valor sincrónico.

Entonces la excursión de la máquina fuera de los parámetros de velocidad se ve amortiguada por fuerzas restauradoras; dichas fuerzas restauradoras son las que tienden a mantener el sincronismo y el estado de operación estable.

“Para cualquier situación dada, la estabilidad de los sistemas depende de si las desviaciones de las posiciones angulares de los rotores resultan o no resultan, en torques restauradores lo suficientemente fuertes.” (Kundur, 1993, Pág. 22)

Cuando una máquina sincrónica pierde el sincronismo, los voltajes y corrientes que genera no estarán a la frecuencia de sistema. Este desplazamiento entre el campo del rotor y el campo del estator (a la frecuencia del sistema) genera grandes fluctuaciones de potencia a la salida de la máquina. Si estas fluctuaciones así lo ameritan, el sistema de protección

aislará la máquina del resto del sistema y en última instancia la sacará de servicio.

Esto, la pérdida de sincronismo y el aislamiento, puede ocurrir entre una máquina y el sistema o entre grupos de máquinas. A veces se pierde el sincronismo entre grupos de máquinas, pero dentro de cada grupo el acoplamiento sigue siendo firme.

Existe una analogía sumamente útil:

“La operación sincrónica de máquinas sincrónicas interconectadas es en algunas maneras análogas a varios carros corriendo alrededor de una pista circular mientras están atados los unos a los otros por bandas elásticas. Los carros representan los rotores de las máquinas sincrónicas y las bandas elásticas a las líneas de transmisión. Cuando todos los carros corren lado a lado, las bandas permanecen intactas. Si una fuerza es aplicada a uno de los carros, esto causará que se acelere temporalmente, las bandas elásticas que lo conectan a los demás carros se estirarán; esto tiende a atrasar al más rápido y acelerar al resto de los carros. Una reacción en cadena resulta hasta que todos los carros corren de nuevo a la misma velocidad. Si el esfuerzo en una de las bandas elásticas excede su fortaleza, esta se romperá y uno o más carros se separarán bruscamente entre sí.”(Kundur, 1993, pág. 22)

Se puede separar en dos componentes, el cambio en el torque eléctrico en un sistema de potencia:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.21)$$

Donde:

$T_S \Delta \delta$ es la componente en sincronía con la perturbación de ángulo del rotor. Se le conoce como la componente sincronizante y a T_S como el coeficiente de torque sincronizante.

$T_D \Delta \omega$ es la componente en sincronía con la desviación de velocidad $\Delta \omega$. Se le conoce como componente amortiguadora y T_D como coeficiente de torque amortiguador.

Para el mantenimiento de la estabilidad, es fundamental la existencia de ambas componentes del cambio de torque. La carencia de suficiente torque sincronizante, lleva a una inestabilidad por desviación aperiódica del ángulo del rotor. Igualmente, la carencia de la necesaria cantidad de torque amortiguador, lleva a una inestabilidad oscilatoria. Gráficamente estos tipos de inestabilidad se pueden observar en las Figuras 2.5 y 2.6.

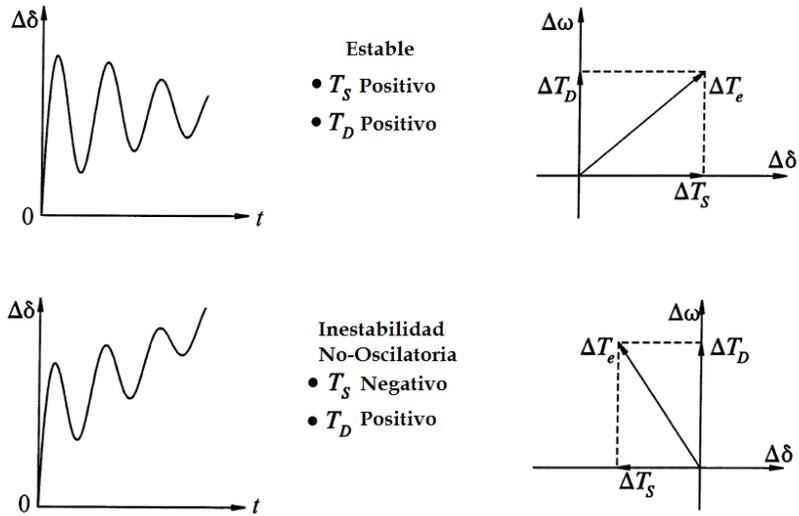


Figura 2.5: Sin regulador de Voltaje, es decir con Campo constante((Kundur,P.(1994). *Nature of small-disturbance response* [Figura])

www_bdigital_ula_ve

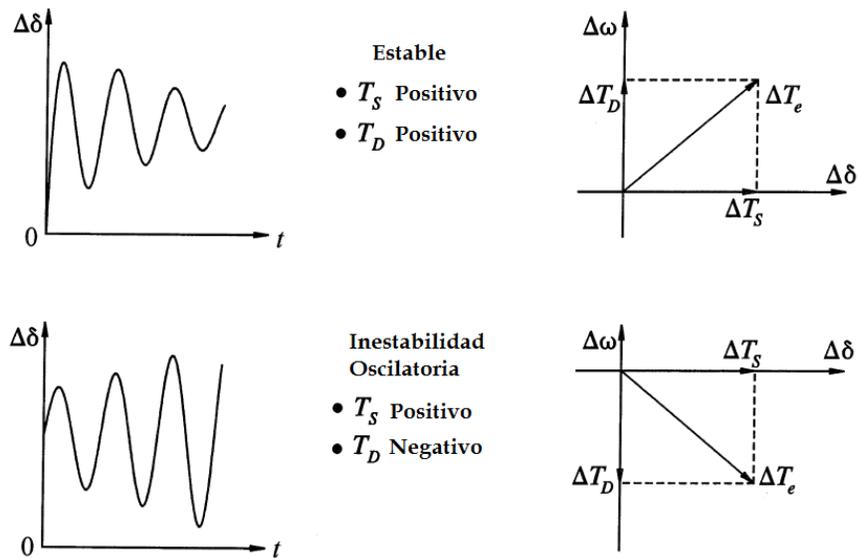


Figura 2.6: Con regulador de Voltaje (Kundur,P.(1994). *Nature of small-disturbance response* [Figura])

Es común en la literatura ordenar en dos categorías el fenómeno de la estabilidad. Las mismas se presentan a continuación.

. Estabilidad de Pequeña señal

“Es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones.”(Kundur, 1993, pág. 23)

Un sistema de potencia posee una serie de ecuaciones diferenciales no-lineales que son inherentes al mismo y que pueden modelarlo mediante el arreglo de las mismas en forma de un sistema de ecuaciones. Dichos sistemas de ecuaciones pueden ser aproximados por métodos de linealización, si el rango de variación de las variables en cuestión es lo suficientemente pequeño. De modo que, si se considera una pequeña perturbación, como es el caso, entonces los sistemas de ecuaciones pueden linealizarse. Según el Prof. Kundur:

“Las perturbaciones se consideran lo suficientemente pequeñas para la linealización de los sistemas de ecuaciones de modo que sean permisibles para propósitos de análisis.”(Kundur, 1993, Pág. 23)

Estas “pequeñas perturbaciones” son las que ocurren continuamente en un sistema de potencia. No son más que los pequeños cambios de carga producto de la variación natural de la demanda a lo largo del día y de las distintas exigencias según la época del año. Para poder hacer un análisis preciso de los sistemas de potencia haciendo uso de los sistemas de ecuaciones mencionados, mayormente se utiliza la representación en espacio de estados.

Representación de Espacio de Estados

El comportamiento de un sistema de potencia, y de un sistema dinámico en general, puede ser explicado usando un grupo de n ecuaciones diferenciales ordinarias no-lineales que pueden ser formuladas a partir del mismo; viniendo a ser n el orden del sistema. Si también se recolecta un grupo de r variables de entrada, se puede construir un arreglo vector-matricial relacionando dichas variables:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

El vector \mathbf{x} es llamado vector de estado, y sus elementos como variables de estado. El vector \mathbf{u} es conocido como el vector de entradas; sus elementos son todas aquellas variables externas al sistema y que pueden ejercer cambios en el mismo. A veces se incluye el

tiempo en esta formulación, pero cuando las derivadas de las variables de estado son independientes del tiempo, entonces se puede representar el arreglo vector-matriz de forma sucinta así:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.23)$$

El procedimiento es similar para formular el arreglo vector-matriz de la salida que se desea observar:

$$y = g(x, u) \quad (2.24)$$

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Los elementos del vector “y” son las salidas correspondientes y los que forman “g” son las funciones no lineales entre las variables de estado y las entradas, en relación con las salidas.

Ahora bien, la representación en espacio de estado es una forma de recolectar la información necesaria para obtener un modelo acertado del sistema de potencia.

“El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información acerca del sistema en cualquier instante de tiempo t_0 que es necesaria tal que su futuro comportamiento pueda ser determinado sin conocimiento del valor de las entradas antes de t_0 .” (Kundur, 1993, Pág.701)

Esto es, la representación de estado busca crear una estructura matemática que pueda describir el comportamiento del sistema. Para dicha estructura basta con seleccionar una cantidad mínima de n variables linealmente independientes que, junto con las variables de entrada que se toman en cuenta, representan el estado del sistema. Cualquier otra variable del sistema puede ser determinada a partir de las n variables básicas.

Dichas variables de estado serán cantidad físicas como ángulo, voltaje, velocidad, así como elementos que no representen una cantidad física como tal pero que estén relacionados a una mediante alguna ecuación diferencial. Existen múltiples combinaciones de diferentes variables de estado para describir un solo sistema, es decir, no existe una única manera

de representar el sistema. Sin embargo, si se eligen demasiadas variables de estado no habrá independencia lineal entre algunas de ellas, por lo que basta con elegir las necesarias para representar fielmente al sistema y al mismo tiempo garantizar la independencia lineal entre dichas variables.

Esta estructura matemática permite representar el sistema en un espacio n-dimensional llamado Espacio de Estado. Cuando el sistema se encuentra en movimiento, es decir, fuera de su estado de equilibrio, el movimiento de las variables de estado expuestas en este espacio n-dimensional, deja una *traza* de su desplazamiento. Este rastro es lo que se conoce como *trayectoria de estado*.

Linealización

El estado de equilibrio antes mencionado, es en el cual el sistema permanece “constante”. Si se describe dicho estado desde el punto de vista matemático como el punto de equilibrio (o punto singular) en donde, todas las variables de estado no cambian en el tiempo. Es decir:

“Los puntos de equilibrio son aquellos puntos donde todas las derivadas $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ son simultáneamente cero...El sistema esta, en consecuencia, en equilibrio ya que todas las variables son constantes e invariables en el tiempo.”(Kundur, 1993, Pág. 701)

Los sistemas lineales tienen un solo punto de equilibrio, mientras que los sistemas no lineales podrían tener más de un punto de equilibrio. Su descripción matemática se hace mediante la evaluación de las funciones de estado en un punto de equilibrio hipotético.

$$f(x_0) = 0 \quad (2.26)$$

Siendo x_0 el vector de estado x en el punto de equilibrio. Dado que en los puntos de equilibrio y sus alrededores el sistema presenta comportamientos sumamente útiles para describir su comportamiento futuro, es muy común el estudio de estos puntos para establecer conclusiones sobre el sistema. Siendo la estabilidad de pequeña señal una cualidad que se pretende evaluar alrededor de estos puntos de equilibrio, se debe definir el punto y así, el estado de equilibrio del sistema, para luego perturbar dicho equilibrio y observar cómo se comporta el sistema; en este caso un sistema de potencia. Así,

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (2.27)$$

Luego, se perturba matemáticamente dicho equilibrio. Esta perturbación no es mas que el añadir un par de variaciones Δx y Δu a la variable de estado y entrada respectivamente. Luego, como se estudia estabilidad de pequeña señal, se infiere que dicha variación es muy pequeña y así se pueden asumir ciertas simplificaciones y aproximaciones, siendo la más relevante el desarrollo posterior de las funciones mediante las series de Taylor. Este desarrollo es de hecho la acción de linealizar el sistema de ecuaciones no-lineales, ya que se está asumiendo el estudio dentro de una región de variación de carga muy pequeña y por lo tanto se puede asumir el sistema como aproximadamente lineal dentro de esta región. Ya que se trata de múltiples variables y ecuaciones, el resultado de las operaciones matemáticas mencionadas conduce a un gran grupo de ecuaciones, que son ordenadas en forma matricial por razones prácticas, estas se pueden ver en la ecuación 2.28.

$$\mathbf{A} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{vmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{vmatrix} \quad \mathbf{C} = \begin{vmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{vmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{vmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{vmatrix} \quad (2.28)$$

Expresadas de forma más sucinta,

$$\Delta \dot{x} = \mathbf{A}\Delta x + \mathbf{B}\Delta u \quad (2.29)$$

$$\Delta y = \mathbf{C}\Delta x + \mathbf{D}\Delta u \quad (2.30)$$

Las ecuaciones mostradas son las versiones Linealizadas de las ecuaciones 2.23 y 2.24.

Siendo

- Δx el vector de estado
- Δy el vector de salida
- Δu el vector de entrada
- **A** la matriz de estado o de planta
- **B** la matriz de control o de entrada
- **C** la matriz de salida
- **D** la matriz que define la proporción de la entrada que aparece directamente en la salida.

Utilizando la transformada de Laplace, desarrollando y resolviendo,

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (2.31)$$

la ecuación 2.31 es conocida como la ecuación característica de \mathbf{A} y sus raíces son los *autovalores* de dicha matriz de estado. Estos valores pueden ser positivos, negativos y complejos. Su magnitud y ubicación en el plano s son dos factores que proveen de información fundamental para determinar si un sistema puede o no ser estable.

Bajo el criterio del primer método de Lyapunov, los autovalores indican lo siguiente:

- (i) Cuando los autovalores tienen parte real negativa, el sistema original es asintóticamente estable.
- (ii) Cuando al menos uno de los autovalores tiene parte real positiva, el sistema original es inestable.
- (iii) Cuando los autovalores tienen parte real igual a cero, no es posible decir algo en general en base a la primera aproximación.

Autovectores:

La representación de estado de un sistema de potencia, en su planteamiento matemático, es útil e imprescindible para el análisis de la estabilidad. Aún así, existen otros factores importantes de información sobre el sistema que son muy complicados de obtener mediante estas ecuaciones, al menos en su forma original.

Es por esto que se utilizan “autovectores” que son arreglos matriciales en forma de vector que, sumados a un desarrollo matemático pertinente, permiten plantear las ecuaciones de estado en una forma que se pueden obtener piezas de información relevante sobre el sistema de potencia.

Se hace uso de dos tipos de autovectores, los autovectores derechos

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \longrightarrow i = 1, 2, \dots, n \quad (2.32)$$

Y los autovectores izquierdos,

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \longrightarrow i = 1, 2, \dots, n \quad (2.33)$$

Para toda solución diferente a cero ($\phi \neq 0$; $\psi \neq 0$). Donde λ_i es el i -ésimo autovalor, elemento que se obtiene directamente de la ecuación característica de la matriz A . Cada autovector ϕ_i y ψ_i está asociado a un único autovalor λ_i . Los autovectores que no corresponden a un mismo autovalor son ortogonales, es decir, para todo $j \neq i$,

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (2.34)$$

Mientras que los correspondientes al mismo autovalor,

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (2.35)$$

Siendo C_i una constante diferente de cero. Luego, si se define un par de matrices que contienen todos los autovectores asociados al sistema de potencia en estudio,

$$\Phi = \begin{vmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \dots & \phi_n \end{vmatrix} \quad (2.36)$$

$$\Psi = \begin{vmatrix} \psi_1^T & \psi_2^T & \dots & \psi_n^T \end{vmatrix}^T \quad (2.37)$$

$$\Lambda = \text{matriz diagonal con los autovalores } \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n \text{ como los elementos de la diagonal} \quad (2.38)$$

Estas matrices se conocen como “Matrices Modales” y cada una son un arreglo de $n \times n$ elementos.

Desacoplado de las variables de estado:

En la forma original de las ecuaciones de estado del sistema, las variables de estado están acopladas entre sí, es decir, son linealmente dependientes unas de otras. Esto hace casi imposible determinar cuáles variables de estado tienen mayor o menor influencia en un

modo de oscilación dominante. De modo que, para desacoplar dichas variables,

$$\Delta \mathbf{x} = \Phi \mathbf{z} \quad (2.39)$$

Siendo \mathbf{z} un nuevo vector de estado que se relaciona al anterior de la forma mostrada. Además, Φ es la matriz modal de \mathbf{A} definida anteriormente. Si se utiliza la ecuaciones 2.32 y 2.33 estudiando el “libre movimiento” del sistema, es decir estudiándolo sin el efecto de las entradas, se tiene,

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (2.40)$$

Luego, trabajando con ambas ecuaciones se obtiene,

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} \quad (2.41)$$

Cuya importancia radica en que Λ es una matriz diagonal cuyos elementos son todos los autovalores asociados a la matriz \mathbf{A} . Además de la ecuación 2.39 se deduce que

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \Phi \mathbf{z}(t) = \begin{vmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \dots & \phi_n \end{vmatrix} \begin{vmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{vmatrix} \quad (2.42)$$

Que también se despeja para $\mathbf{z}(t)$,

$$\mathbf{z}(t) = \Phi^{-1} \Delta \mathbf{x}(t) = \Psi \Delta \mathbf{x}(t) \quad (2.43)$$

Con base en todos estos planteamientos y haciendo uso de operaciones matriciales, se llega al siguiente resultado

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (2.44)$$

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \phi_{in} c_n e^{\lambda_n t} \quad (2.45)$$

Siendo c_i una manera de denotar el producto $\psi_i \Delta \mathbf{x}(0)$. Con el arreglo matemático mostrado, se obtiene una expresión que muestra la respuesta dinámica de la i -ésima variable de estado.

La ventaja de mostrar las respuestas de las variables de estado en esta manera es que este arreglo es una combinación lineal de los modos que están asociados a la variable. De modo que puede identificarse en que modos de oscilación una variable en particular interviene, siendo de interés los modos de oscilación que llevan a la inestabilidad, es entonces fácil obtener qué variables de estado y en última instancia que parámetros estén fomentando la inestabilidad del sistema.

“El k-ésimo elemento del autovector derecho mide la actividad de la variable x_k en el i-ésimo modo, y el k-ésimo elemento del autovector izquierdo pesa la contribución de esta actividad en el i-ésimo modo.”(Kundur, 1993, Pág. 714)

Dichos autovalores están constituidos por,

$$\lambda = \sigma + j\omega \quad (2.46)$$

Siendo la frecuencia de oscilación del modo asociado,

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.47)$$

Y la relación de amortiguamiento,

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.48)$$

Esta última cantidad determina en qué medida la amplitud de las oscilaciones decaen o son amortiguadas. Mientras más alejado del eje imaginario se encuentre el autovalor, es decir mientras más negativa sea su parte real, más cercano a 1 será el valor de ζ y mayor será el amortiguamiento y la estabilidad de dicho modo. De igual forma, mientras más cercano al eje imaginario sea λ menor será ζ . Cuando la parte real de λ se vuelve positiva la relación de amortiguamiento se vuelve negativa y el sistema se considera inestable. Aún así, se pueden utilizar estos desarrollos matemáticos de una manera más eficaz para obtener una representación más directa de la participación de las variables de estado en los modos.

Factor de participación:

La matriz de factor de participación P es una utilización matemática de los autovectores derecho e izquierdo, para medir la intervención de cada variable de estado en los modos

de oscilación a los que están asociadas.

$$P_i = \begin{vmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{1i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{vmatrix} \quad (2.49)$$

- ϕ_{ki} = elemento en la fila k y columna i de la matriz modal Φ , siendo la K-esima entrada del autovector derecho ϕ_i
- ψ = elemento de la fila i y la columna k de la matriz modal Ψ , siendo la k-esima entrada del autovector izquierdo ψ_i

El factor de participación ayuda a determinar que variables de estado están contribuyendo a la inestabilidad de un sistema y entre las que lo hacen, en qué proporción contribuye cada una. Siendo así una herramienta de análisis útil si se desea descubrir que elementos de un sistema de potencia se deben controlar para mejorar la respuesta luego de una perturbación.

Clasificación de la Estabilidad de Pequeña Señal

La categorización de la estabilidad en parte se hace en base a las capacidades de análisis matemático que pueden hacerse a unos y a otros problemas. Básicamente la inestabilidad que puede surgir se daría de dos maneras: (i) incremento estable del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante, o (ii) oscilaciones del rotor de creciente amplitud debido a la falta de suficiente torque amortiguador.

Existen muchos factores que puede influenciar la respuesta de un sistema una vez que ha sido perturbado; pueden afectar las condiciones iniciales de operación, la fortaleza del sistema de transmisión o los controles de excitación de los generadores. Principalmente los controles de excitación son de especial interés, su existencia o su ausencia en los generadores involucrados en la respuesta, puede dar una clara idea de en qué forma el sistema puede responder; de cuál sería su comportamiento en caso de perder la estabilidad.

Para un caso, en el que se carezca de un regulador de voltaje automático (es decir, con voltaje de campo constante), la inestabilidad será causa de la carencia del suficiente torque sincronizante. En el otro caso, con un regulador de voltaje instalado, el problema se trata de amortiguar las oscilaciones del sistema.

Dado que los reguladores de voltaje son de uso común en los sistemas de potencia actuales, normalmente el problema de la estabilidad será generar la amortiguación necesaria para contener las oscilaciones de un sistema que ha sido perturbado. Existen varios modos, o tipos de oscilación cuya importancia es notable:

- Modos locales o Modos Máquina-Sistema: Son los modos relacionados a la oscilación que se presenta bajo una pérdida de sincronismo entre una máquina o un grupo de máquinas modelados como una sola, y el resto del sistema de potencia.
- Modos Interarea : Estos son los asociados a los modos de oscilación que se presentan cuando diferentes grupos de máquinas (bien acopladas dentro de cada grupo), oscilan unos en contra de otros
- Modos de Control: Todos los tipos de oscilación relacionados a malos funcionamientos de los sistemas de control, es decir, asociados a excitadores incorrectamente ajustados, funcionamiento deficiente de gobernadores de velocidad, convertidores HVDC, etc.
- Modos Torsionales: Estos son los que están asociados a los componentes rotacionales del eje del sistema Turbina-Generador.

. Estabilidad Transitoria

“Es la Habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando es sujeto a una perturbación transitoria severa.”(Kundur, 1993, Pág. 25)

La estabilidad transitoria no puede ser estudiada de la misma manera que la estabilidad de pequeña señal porque los métodos matemáticos usados en esta última se basan en aproximaciones que asumen en primer lugar, que la excursión de las variables de estado fuera del punto de equilibrio, será muy pequeña. Hecho que permitía linealizar las ecuaciones.

En esta ocasión no se puede recurrir a ese artificio matemático, por lo que se utilizan métodos de integración explícita e implícita para obtener un modelo de comportamiento aproximado del sistema luego de una perturbación severa. Siendo los de integración

implícita, como el método trapezoidal, los más usados en esta materia debido a su estabilidad numérica.

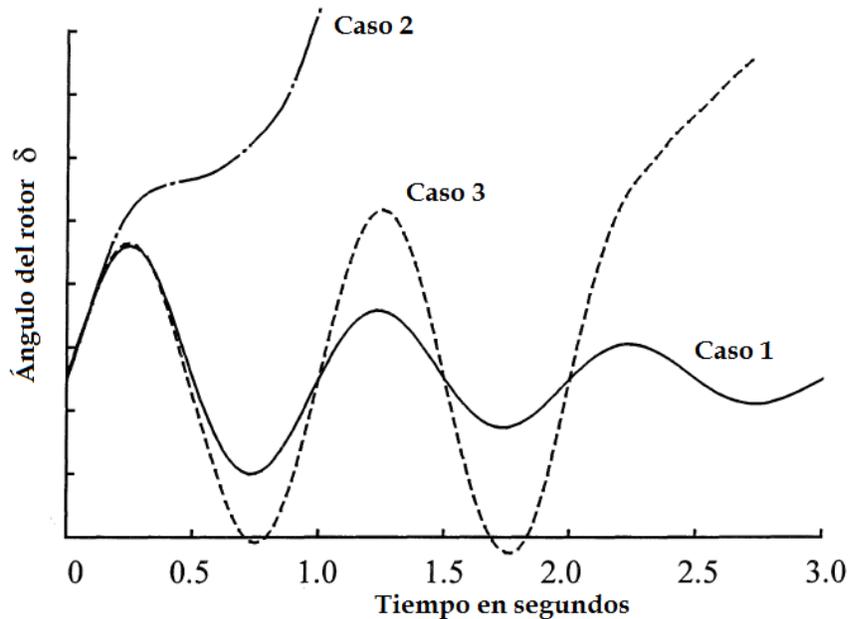


Figura 2.7: Respuestas del rotor para distintos casos(Kundur,P.(1994). *Rotor angle response to a transient disturbance* [Figura]).

También hay que considerar que la estabilidad de un sistema bajo este tipo de perturbación depende tanto del estado de operación inicial como de la severidad de la perturbación. Una de las varias razones por las que se diferencia de la estabilidad de pequeña señal, es porque si el sistema luego de la perturbación logra encontrar la estabilidad, lo hará sobre un estado de operación diferente al imperante antes de la perturbación, teniendo por ejemplo un ángulo δ o un flujo de carga con valores disímiles a los existentes previamente a dicha perturbación.

Perturbaciones de todo tipo, de diferentes probabilidades de ocurrencia y diferentes grados de gravedad, pueden darse en un sistema de potencia común. Sin embargo, los sistemas de potencia son diseñados con precisión para soportar, quizás no todas, pero si gran parte de las más relevantes de estas contingencias. Se asumen contingencias como fallas a tierra, desde monofásicas hasta trifásicas, especialmente en las líneas de transmisión; aunque ocasionalmente se hacen estudios de fallas en transformadores, por ejemplo.

Esto es especialmente importante en el campo de la planificación dentro de un sistema de potencia. Los ingenieros encargados de la planificación del sistema de potencia, deben identificar cuales líneas de transmisión tienen mayor probabilidad de fallar y hacer estudios exhaustivos para determinar si el sistema soportará la pérdida total o parcial de dichas líneas.

La Figura 2.7 muestra el comportamiento de una máquina sincrónica en diferentes casos, dos de ellos inestable. En el caso 1 (case1) el ángulo del rotor oscila luego de presenciar una perturbación, llega a una oscilación máxima que luego se va atenuando por efecto de las torques amortiguadores hasta que alcanza un punto constante en el que consigue establecerse en un nuevo estado estable.

En el caso 2, el ángulo se incrementa constantemente hasta que el sincronismo se pierde totalmente. Esto es conocido como inestabilidad de primera oscilación y su causa es la carencia del torque sincronizante necesario.

En el caso 3, El sistema es estable en la primera oscilación pero se vuelve inestable como resultado de las crecientes oscilaciones a medida que el estado final se aproxima. Generalmente en esta forma de inestabilidad, el sistema no se vuelve inestable por la perturbación en sí, sino porque es inestable en el estado post-perturbación al que llega.

Es importante que, antes de que se aborde de lleno las definiciones relativas a los métodos numéricos elementales en el análisis de estabilidad transitoria, se explique uno que a pesar de ser más sencillo y menos usado, resulta mucho menos abstracto y por lo tanto, bastante útil para entender la dinámica que gobierna la estabilidad transitoria.

Criterio de Áreas Iguales

Volviendo a la ecuación 2.19 y recordando que esta representa la transferencia de potencia entre dos máquinas e inclusive en un sistema máquina-barra infinita (Figura 2.8). Debido a que las perturbaciones transitorias en esencia significan cambios drásticos en la topología del circuito, el desempeño de esta ecuación cambia conforme ocurren estas perturbaciones.

La potencia eléctrica transmitida entre el generador y la barra infinita viene dada por la

siguiente expresión:

$$P_e = \frac{E'E_b}{X_T} \sin \delta \quad (2.50)$$

Donde E' es el voltaje detras de la reactancia transitoria, es decir el voltaje que igualaría E_t en la barra, de no ser por las pérdidas en la reactancia transitoria de la máquina. Así mismo, X_T ya fue definida en la ecuación 2.20 y representa la reactancia total que une la máquina y la barra infinita.

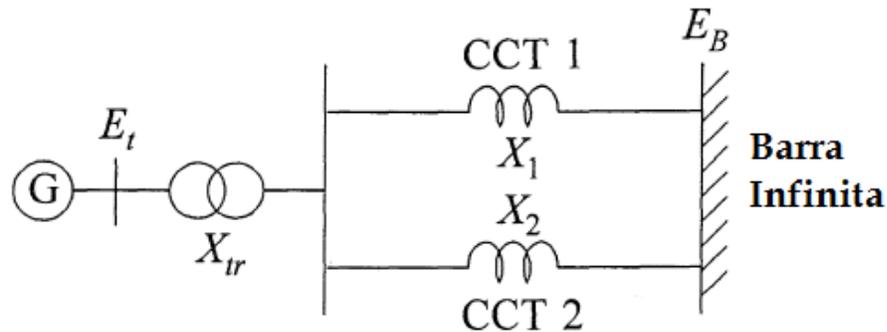


Figura 2.8: Sistema de una Máquina conectada a una Barra infinita (Kundur,P.(1994). *Single-machine infinite bus system* [Figura]).

Luego, la curva 1 de la Figura 2.9 representa el sistema bajo condiciones de operación normales. P_m es la potencia mecánica a la entrada de la máquina, siendo el punto de equilibrio para estas condiciones, donde δ_a es la separación angular necesaria para transmitir P_m a al sistema.

Si ocurriese una perturbación severa, como por ejemplo la desconexión de una de las líneas de transmisión por una falla, el cambio en la topología del circuito se ve reflejado en la curva potencia vs ángulo, como se observa en la Figura 2.9, siendo la curva 2 el resultado. El punto de operación es b, donde δ_b es la separación angular necesaria para seguir entregando la potencia mecánica requerida al sistema.

Nótese que δ_b es mayor a δ_a . Al salir una de las líneas de funcionamiento, el valor de X_T aumenta y por lo tanto se necesita un ángulo mayor para entregar la misma potencia. Si se examina el comportamiento del sistema si ocurriese un incremento repentino de la potencia mecánica que entra al sistema, desde un valor P_{m0} hasta un valor P_{m1} como se muestra en la Figura 2.10.

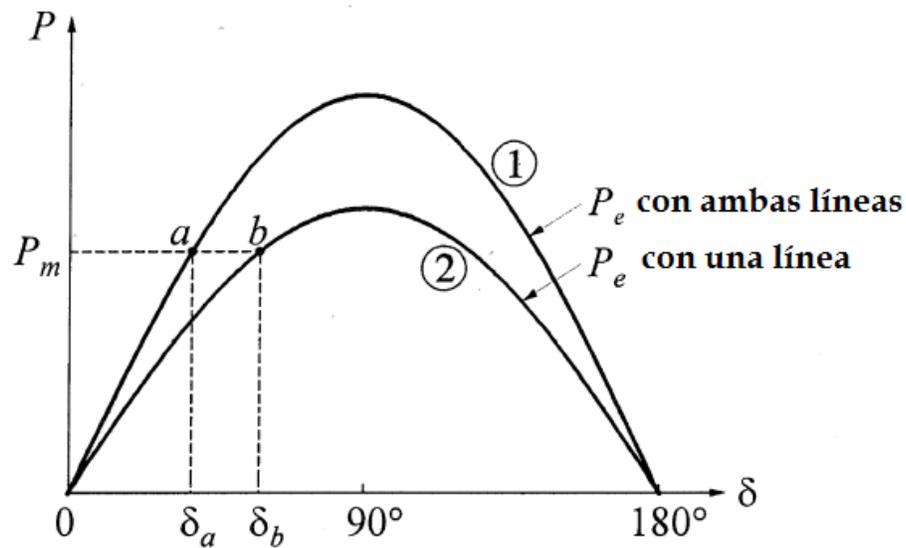


Figura 2.9: Cambios en la curva de Potencia vs δ después de fallar una línea (Kundur,P.(1994). *Power angle relationship* [Figura]).

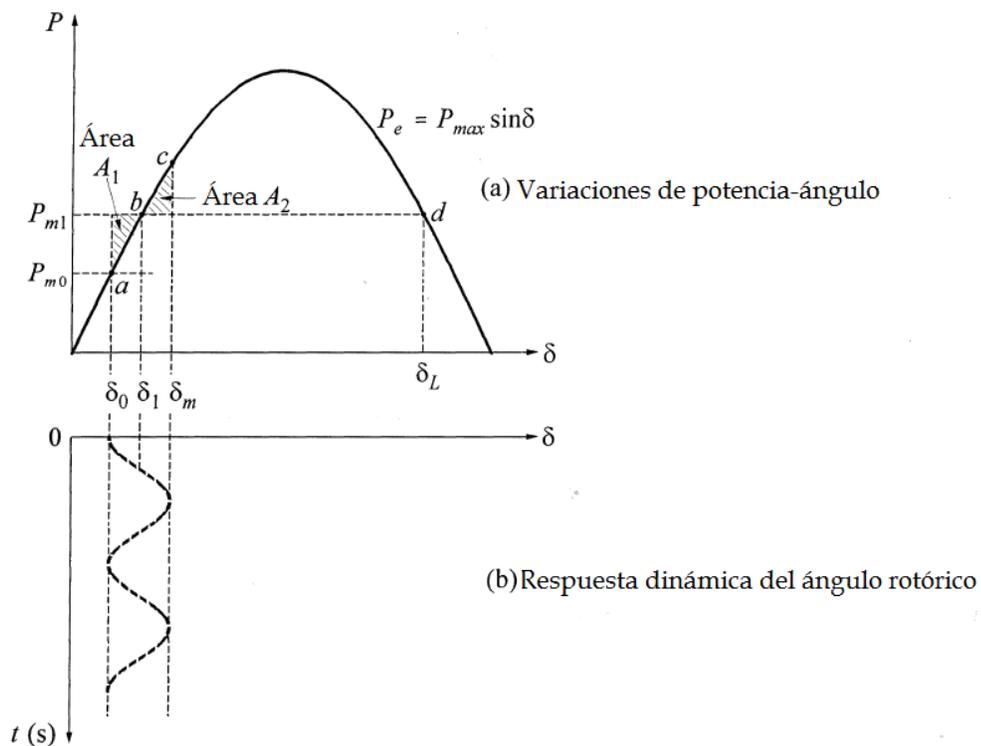


Figura 2.10: El efecto de las variaciones de la potencia en el ángulo(Kundur,P.(1994). *Response to a step change in mechanical power input* [Figura]).

Debido a que la potencia mecánica entrante es superior a la potencia eléctrica que se le opone, inmediatamente el rotor comienza a acelerar de manera continua, creciendo su velocidad ω y así el ángulo δ también comienza a crecer. En determinado momento la potencia eléctrica igualará la potencia mecánica P_{m1} para un valor de δ_1 , pero debido a la inercia que posee el rotor, este seguirá aumentando su separación angular. Como para todo punto superior a δ_1 la potencia eléctrica es mayor a la mecánica, el torque resultante tienen a desacelerar el rotor, disminuyendo continuamente su velocidad hasta que en algún valor máximo de δ_m , la velocidad llega otra vez al valor sincrónico y a partir de allí δ empieza a disminuir en una dinámica de aceleración negativa. De esta manera, el punto de operación sigue la trayectoria desde c hasta b y luego hasta a nuevamente, donde todo el proceso vuelve a iniciarse de nuevo y continúa perpetuamente.

Este comportamiento cíclico se debe a que se han despreciado todas las resistencias en este análisis. Por lo tanto se despreciaron todos los efectos amortiguadores que posee el sistema intrínsecamente obteniéndose un sistema que oscilará infinitamente. Sin embargo en los casos reales esto no ocurre ya que las oscilaciones se atenúan gracias a efectos amortiguadores que las harán decaer con el paso del tiempo.

Ahora, se puede obtener información respecto a la capacidad del sistema de mantener la estabilidad haciendo uso de los gráficos que describen este comportamiento. A pesar de que este método no funciona para sistemas multi-máquinas, es de considerable ayuda para entender el funcionamiento de los principios que influyen la estabilidad transitoria.

Si se toma la ecuación de oscilación expresada en función de las potencias mecánica y eléctrica,

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.51)$$

Donde,

H: Constante de inercia en MW.s/MVA

ω_0 : Frecuencia de sincronismo

P_m : Potencia mecánica a la entrada de la máquina

P_e : Potencia eléctrica a la salida de la máquina

Con base en el desarrollo matemático pertinente de esta ecuación y notando que, si el sistema ha de ser estable, en algún momento el ángulo δ dejará de variar en el tiempo ($\frac{d\delta}{dt} = 0$),

$$\left[\frac{d\delta}{dt}\right]^2 = \int \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (2.52)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.53)$$

Así, se obtiene una ecuación que determina que para que el sistema sea estable luego de una perturbación grave, el área neta de la función $(P_m - P_e)$ vs δ debe ser cero. Desde otro punto de vista, el área A_1 representa la energía cinética acumulada durante la aceleración del rotor, mientras que el área A_2 representa la energía cinética cedida durante la desaceleración del rotor.

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = A_1 \quad (2.54)$$

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_e - P_m) d\delta = A_2 \quad (2.55)$$

Estas definiciones sirven para determinar las máximas oscilaciones que pueden permitirse para δ y forma las bases del criterio de áreas iguales. Según este criterio, para que el sistema sea estable, debe existir un área A_2 localizada sobre P_{m1} que sea al menos igual a A_1 .

Método Trapezoidal

Teniendo en cuenta que las ecuaciones diferenciales no-lineales que definen el sistema de potencia en estudio son complejas en cuanto a su resolución de manera analítica, en la literatura se han recurrido a otras alternativas para resolverlas. En el estudio de estabilidad de pequeña señal, como se ha dicho, se asume una variación muy pequeña en las variables de interés (potencia, carga, etc); en este contexto se puede asumir que las ecuaciones se vuelven aproximadamente lineales, lo que permite trabajarlas con mayor facilidad y resolverlas. En el caso de la estabilidad transitoria no se puede asumir una variación muy pequeña, por lo que se tiene que trabajar de lleno con las ecuaciones no-lineales, razón por la cual se ha hecho común el uso de métodos numéricos para resolverlas.

De los métodos de integración implícita, este es el más simple. Se fundamenta en el uso de

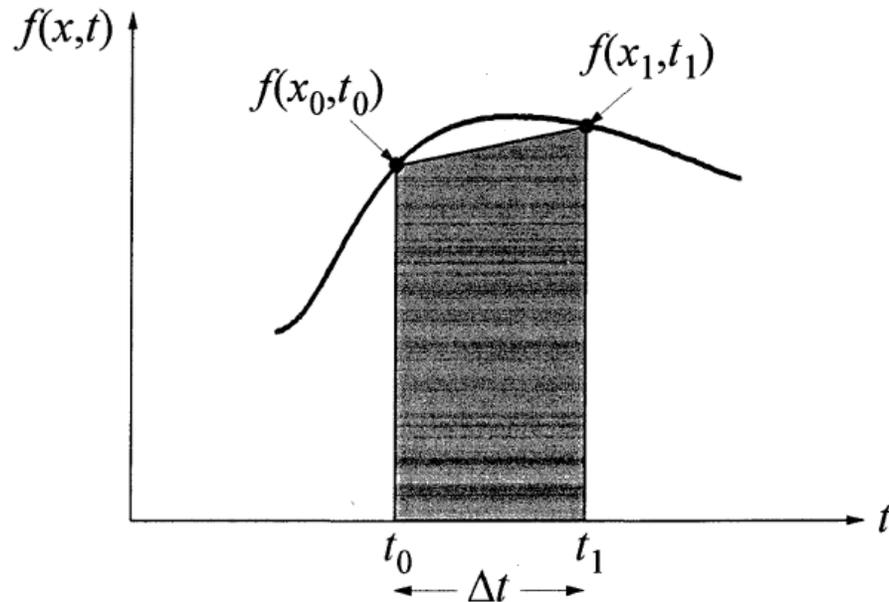


Figura 2.11: Aproximación de la función mediante trapezoides (Kundur,P.(1994). *Figure 13.7* [Figura]).

la interpolación lineal para aproximar el valor que tendría una función en un punto desconocido. En este caso, la aproximación se hace mediante trapezoides, de allí su nombre; en la Figura 2.11 se observa gráficamente la idea del método. Teniendo en cuenta la ecuación diferencial general,

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (2.56)$$

con $x = x_0$ para $t = t_0$

Si se desea encontrar la solución para un punto $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ se puede expresar la ecuación 2.56 de la forma integral:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, \tau) d\tau \quad (2.57)$$

El valor aproximado del vector de estado mediante la regla trapezoidal, está dado por

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (2.58)$$

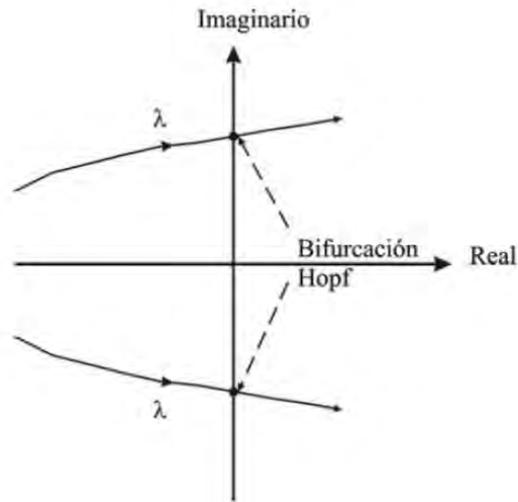


Figura 2.12: Cruce de los Autovalores al semiplano derecho (Galvis, J.(2010).Ubicación de los valores propios para una bifurcación Hopf. [Figura]).

Y de manera general,

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (2.59)$$

La ventaja del método trapezoidal es que es numéricamente estable, en comparación con los métodos explícitos.

. Bifurcación de Hopf Como ya se explicó, para analizar la estabilidad de pequeña señal se hace uso de los autovalores de la matriz de estado del sistema. Destacando que, el sistema empieza a presentar un cuadro de inestabilidad a partir del cruce de un par de autovalores complejos conjugados hacia el semiplano complejo positivo, sin olvidar que el movimiento de los autovalores en el plano complejo está dado por un parámetro específico (que para este trabajo será la carga total asumida por el sistema) y que es para un valor crítico de dicho parámetro, para el cual se produce el cruce y la subsecuente inestabilidad.

El punto para el cual ocurre esto, es decir, el valor que toma el parámetro cuando los autovalores cruzan el eje imaginario, es conocido como Valor Crítico y el proceso como Bifurcación de Hopf (véase figura (2.12)).

Existen varios tipos de Bifurcaciones y varias de estas son ampliamente consideradas en el campo de la estabilidad y el control. La bifurcación de hopf se distingue por la forma en que se origina, es decir, el cruce del eje imaginario por parte de los autovalores.

Matemáticamente estas características se definen sobre ciertas condiciones:

Primero se considera un sistema:

$$\dot{x} = f(x, \alpha) \quad (2.60)$$

Dicho sistema posee un punto de equilibrio (x_0, α_0) , siendo α el parámetro sujeto a variación. Como primera condición se establece que para este punto de equilibrio, ocurrirá una bifurcación de Hopf si:

$$D_x f(x_0, \alpha_0) = \pm j\beta \quad (2.61)$$

Es decir, el jacobiano del sistema posee, para el punto de equilibrio, un único par de autovalores imaginarios puros. Y como segunda condición se tiene que:

$$\frac{d}{d\alpha}(\operatorname{Re}(\lambda(\alpha)))|_{\alpha=\alpha_0} = d \neq 0 \quad (2.62)$$

Lo que quiere decir que la velocidad de la parte real del par de autovalores que cruzan el eje imaginario, debe tener un valor “d” distinto de cero.

Dicho esto, se deduce que la bifurcación de Hopf es un entendimiento matemático para el fenómeno mediante el cual las propiedades cualitativas de un sistema cambian repentinamente luego de que un parámetro específico que está variando, alcanza un valor crítico. Este arreglo matemático es una explicación exacta de lo que sucede cuando la carga que soporta un sistema, alcanza un valor crítico a partir del cual el sistema presenta oscilaciones que llevan a la inestabilidad de no ser controladas.

Además, cabe mencionar aún un par de conceptos de interés. La Bifurcación de Hopf puede tomar dos tipos, *Supercrítica* o *Subcrítica*. El primer tipo consiste en un sistema que tiende a un foco estable hasta que, al ocurrir la bifurcación, se expande y se crea una zona inestable en las cercanías al foco, ahora transformado en inestable. Esto genera una solución u órbita periódica estable que existe al rededor del foco, en la que confluyen ahora las trayectorias como si fuera un punto de equilibrio. Este comportamiento se observa en la figura (2.13) para un valor del parámetro α arbitrario.

El esquema de la Bifurcación de Hopf Subcrítica, consiste en una órbita periódica inestable que encierra una zona estable y un punto de equilibrio; separándoles de una zona exterior

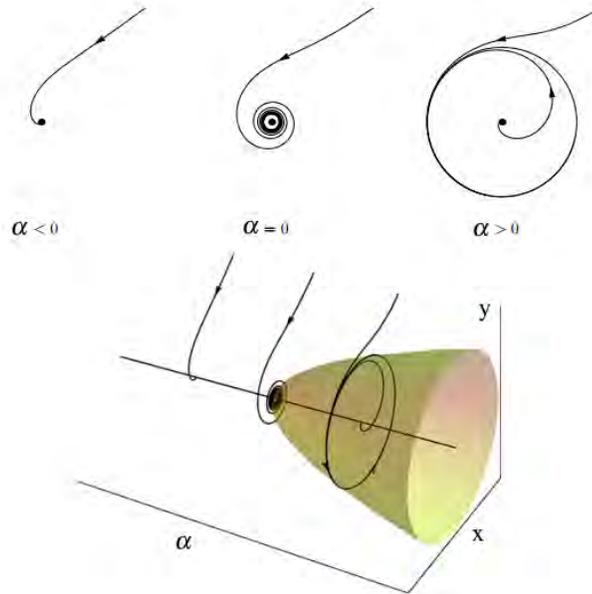


Figura 2.13: Estabilidad Supercrítica representada en trayectorias de estado. (Novozhilov, A. *Supercritical Poincaré Andronov Hopf bifurcation*. [Figura]. revisado de: <https://www.ndsu.edu/pubweb/>).

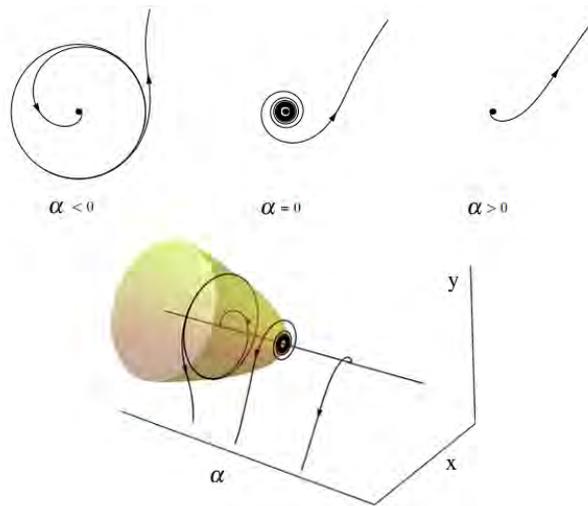


Figura 2.14: Estabilidad Subcrítica representada en trayectorias de estado. (Novozhilov, A. *Subcritical Poincaré Andronov Hopf bifurcation*. revisado de: <https://www.ndsu.edu/pubweb/>).

inestable que tiende a la dispersión. A medida que el parámetro cambia la órbita inestable tiende a disminuir y encerrar el foco de equilibrio estable, hasta que eventualmente se fusiona con este y para a originar un punto inestable desde donde surgen las trayectorias que se alejan del mismo. En la figura (2.14) se muestra el caso subcrítico de una manera similar al caso anterior.

2.2. Energías Renovables

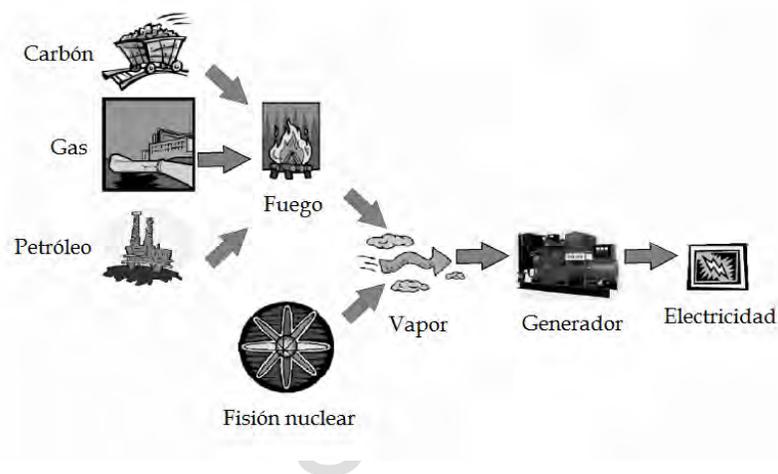


Figura 2.15: Fuentes tradicionales de energía no sostenible (Slootweg, J. (2003). *Conventional Power Generation*. [Figura]).

Hoy en día, la electricidad es uno de los pilares de la civilización. A pesar de que es relativamente reciente en lo que se refiere a la historia del hombre, se ha vuelto rápidamente en una necesidad básica para el progreso humano. De esta necesidad surgió el ímpetu científico por desarrollar medios capaces de producir energía eléctrica. En un principio la solución a esto fue utilizar los mismos avances de las máquinas de vapor, accionadas mediante combustibles como el carbón, por ejemplo (Véase la figura 2.15). Con el tiempo se fueron diversificando las fuentes de energía que serían transformadas en energía eléctrica. Así se desarrolló el boom petrolero mundial entre otros avances de gran importancia. Este ha sido el modelo de generación eléctrica durante aproximadamente un siglo.

Sin embargo, se descubrió que la extracción de energía de combustibles fósiles conlleva a la emisión de gases perjudiciales para el entorno. Por ejemplo los gases invernadero, los

responsables del proceso de aumento progresivo de la temperatura planetaria en las últimas décadas y sus consecuencias devastadoras en el clima. Es debido a los efectos dañinos que el medio ambiente ha sufrido por consecuencia del calentamiento global, organismos internacionales en conjunto con los gobiernos de varias naciones han buscado detener este proceso mediante todos los medios posibles. Siendo la mayoría de la energía mundial obtenida mediante fuentes de energía de origen fósil y siendo estas altamente emisoras de CO_2 , el principal gas de efecto invernadero, se ha vuelto una prioridad en varios países el desarrollo de alternativas energéticas que no sean contaminantes y que sean sustentables.

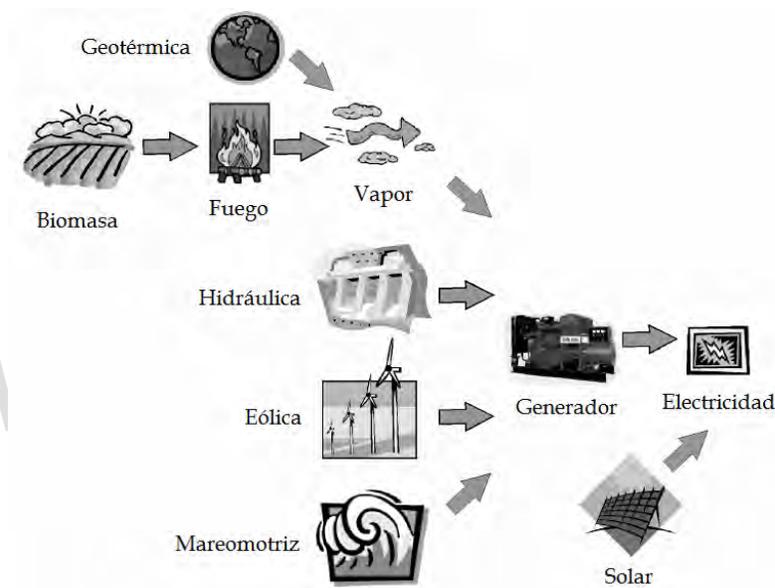


Figura 2.16: Fuentes de Energía Renovables (Slootweg, J. (2003). *Renewable Power Generation*. [Figura]).

Esto conllevó al desarrollo de varias alternativas, que van desde la energía fotovoltaica hasta la geotérmica, entre muchas otras (Véase la Figura 2.16). Pero destaca una de estas alternativas por la gran proyección que posee a futuro; la energía que viene del viento, o eólica, del dios griego de los vientos *Eolo*.

2.2.1. Generación Eólica

La generación mediante el uso de la energía que contiene el viento, tiene grandes ventajas tanto en países donde los días soleados al año son pocos (por lo que la fotovoltaica tiene

poco alcance) como en los que cuentan con un clima más tropical, como Venezuela por ejemplo. Ya que el viento se encuentra en todas las latitudes, la generación eólica tiene gran alcance y futuro. El esquema básico de un generador eólico se muestra en la Figura 2.17.

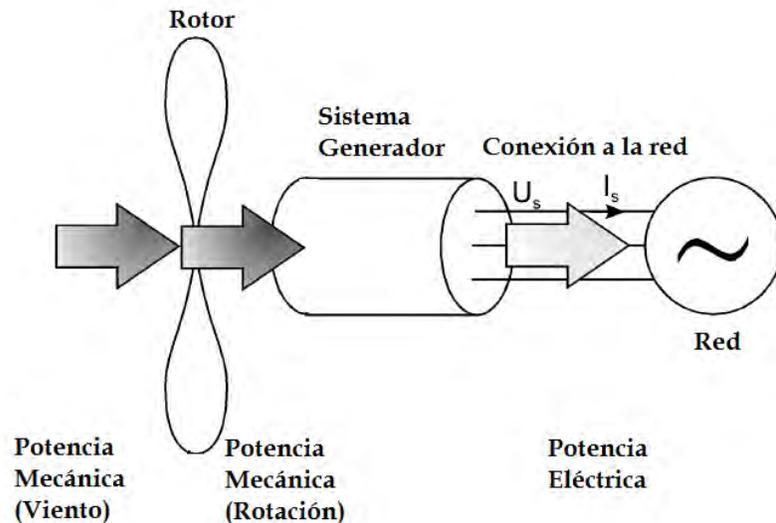


Figura 2.17: Esquema Básico de una Turbina de Viento (Slootweg, J. (2003). *General Working Principle of Wind Power Generation*. [Figura]).

Cuando entraron en acción las nuevas políticas ambientalistas e inició el proceso para cambiar las fuentes de energía, la energía eólica entró en juego mediante aerogeneradores simples en comparación con la tecnología actual. Estos estaban acoplados directamente a la red. Esto hacía necesario que la velocidad del rotor estuviera sincronizada con la frecuencia de la red para generar potencia a dicha frecuencia. Por lo tanto, era fundamental que la velocidad del rotor de dichas máquinas se mantuviera constante. Estos fueron los primeros generadores de Velocidad Constante.

Cuando entraron en acción las nuevas políticas ambientalistas e inició el proceso para cambiar las fuentes de energía, la energía eólica entró en juego mediante aerogeneradores simples en comparación con la tecnología actual. Estos estaban acoplados directamente a la red. Esto hacía necesario que la velocidad del rotor estuviera sincronizada con la frecuencia de la red para generar potencia a dicha frecuencia. Por lo tanto, era fundamental que la velocidad del rotor de dichas máquinas se mantuviera constante. Estos fueron los

primeros generadores de Velocidad Constante.

El viento a pesar de contener mucha energía, no podría hacer girar el rotor directamente a la velocidad necesaria. De manera que se hizo necesario el uso de cajas de cambio que hacían las veces de “acopladores mecánicos” entre el eje soldado a las aspas y el rotor de la máquina. En pocas palabras lo que hacían estas cajas de cambio era multiplicar la velocidad del eje de las aspas, de manera que el rotor girase a una velocidad superior y aceptable para generación. Sin embargo, estas cajas de cambio soportaban esfuerzos mecánicos excesivos y necesitaban mantenimiento constante, por lo que eran poco autónomas, además la potencia activa generada dependía directamente de la velocidad que tuviese el viento, por lo que dicha potencia fluctuaba conforme a los cambios del viento, siendo eso muy poco deseable sobre todo desde el punto de la estabilidad del sistema.

Así, la construcción de generadores de velocidad variable se vio promovida por las necesidades ya explicadas, entre muchas otras razones. De esta manera, los aerogeneradores principales se clasifican así:

Velocidad Constante

- Generador de Inducción de Jaula de Ardilla (SCIG por sus siglas en inglés)

Velocidad Variable

- Generador de Inducción doblemente Alimentado (DFIG)
- Generador Síncrono de Accionamiento Directo (DDSG)

Para los propósitos del estudio comparativo que se pretende en este trabajo, se tratarán únicamente

- SCIG para Velocidad Constante
- DFIG para Velocidad Variable

En ambos tipos de turbinas se hace uso de generadores de inducción. Se explicarán las características de dichas máquinas y sus principios para un funcionamiento como motor, el uso más común de las mismas, para luego ejemplificar como se extienden estos principios para su uso como generadores.

. Características Generales de una Máquina de Inducción Las máquinas de inducción o máquinas asincrónicas se diferencian de las máquinas sincrónicas ya explicadas fundamentalmente en el diseño del rotor. El rotor de una máquina sincrónica está conectado a una fuente DC que hace circular la corriente de campo. En una máquina de inducción no existe tal fuente DC; los conductores en el rotor están cortocircuitados, y las corrientes que circulan por ellos son inducidas por el campo del estator. Por lo tanto son conductores mucho más robustos que los de las máquinas sincrónicas.

Hay dos tipos de rotores, el rotor de *jaula de ardilla* y el *rotor devanado*. El primero consiste en una serie de barras conductoras colocadas en hendiduras a lo largo de las caras del rotor y que están todas conectadas entre sí por *anillos cortocircuitados* colocados en cada extremo. Este arreglo se asemeja a las ruedas de ejercicio de las ardillas o hámsteres, origen de su nombre. El rotor devanado consiste en un devanado trifásico completo al igual que los del estator, con la diferencia de que estos devanados estarán continuamente en movimiento. Los terminales de los devanados se cortocircuitan en cada extremo del rotor mediante anillos rozantes, esto a través de escobillas que están montadas sobre dichos anillos.

Como el principio de funcionamiento es el mismo para ambos tipos de rotores, se ilustrará el mismo mediante el rotor de jaula de ardilla (Figura 2.18), por simplicidad. Cuando la máquina se conecta a la red y el campo del estator empieza a girar a la velocidad sincrónica η_s , se induce una fuerza electromotriz en las barras. El voltaje inducido en cualquiera de dichas barras está dado por,

$$e_{ind} = (\eta_{rel} \times B) \cdot l \quad (2.63)$$

Donde:

η_{rel} : velocidad de la barra, relativa al campo magnético

B: Densidad de flujo del campo magnético estatórico

l: longitud de la barra del rotor

Siendo la velocidad relativa,

$$\eta_{rel} = \eta_s - \eta_r \quad (2.64)$$

Nótese que la magnitud del voltaje inducido en una barra cualquiera depende enteramente de la velocidad *relativa* del rotor respecto al campo magnético. Dado que las barras están cortocircuitadas, inmediatamente este voltaje inducido, genera unas corrientes, que a su vez generan un campo, que se llamará *campo rotórico*. A pesar de que al igual que en la máquina sincrónica, existe un par de campos que van a interactuar entre sí, el principio mediante el cual la máquina convierte potencia mecánica en potencia eléctrica y viceversa, tiene diferencias respecto al de la máquina sincrónica.

Las fuerzas que inducen torques lo suficientemente grandes para acelerar la máquina a velocidades cercanas a η_s , están más relacionadas con la velocidad relativa, que con la interacción de los campos magnéticos. Mientras mayor la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad del campo estatórico η_s , de mayor magnitud será el voltaje inducido en las barras lo cual generará corrientes más grandes. Como según las leyes del electromagnetismo, existe una relación directa entre la fuerza inducida en una barra expuesta a un campo y la magnitud de la corriente que circula por ella (Ecuación 2.65).

De modo que el torque está relacionado directamente con la magnitud de las corrientes en el rotor, y por extensión con la velocidad relativa del rotor respecto al campo. Así, un aumento en la velocidad relativa se traduce en un aumento en el torque inducido en el rotor. A medida que la velocidad relativa aumenta, aumenta el torque inducido y el rotor se ve acelerado (suponiendo que trabaja como motor).

Existe un límite, sin embargo, para la velocidad que puede alcanzar el rotor. Como se observa en la ecuación 2.63, la magnitud del voltaje y por lo tanto del campo rotórico, depende de la velocidad *relativa* del rotor respecto al campo estatórico. Siendo esto así, si el rotor girase a la velocidad sincrónica, entonces no habría movimiento relativo entre el rotor y el campo estatórico, haciendo que el voltaje inducido $e = 0$. De este modo habría en el rotor inducción de corrientes y mucho menos de torque, frenándose por efecto de las pérdidas mecánicas. Es decir, el rotor de una máquina de inducción llega muy cerca de la velocidad sincrónica pero nunca la alcanza; de allí su denominación como máquina *asincrónica*.

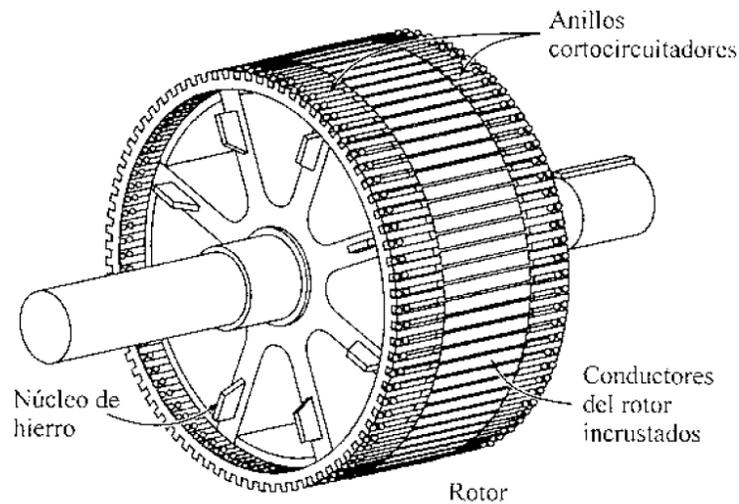


Figura 2.18: Rotor de Jaula de Ardilla Común (Chapman, S. (2000). Dibujo de un rotor de jaula de ardilla. [Figura]).

$$F = i(l \times B) \quad (2.65)$$

Ya que el torque que otorga una máquina es altamente dependiente de que tan aproximada se encuentra la velocidad del rotor a la velocidad sincrónica, es común el uso de una cantidad para cuantificar cuan aproximada están estas velocidades. Esta cantidad se expresa así:

$$s = \frac{\eta_s - \eta_r}{\eta_s} (\times 100) \quad (2.66)$$

η_s : Velocidad Sincrónica

η_r : Velocidad Rotórica

η_{rel} : Velocidad relativa

Esta es la ecuación que describe el *deslizamiento*. El deslizamiento no es más que una cantidad que representa que tan grande es la velocidad relativa en proporción a la velocidad sincrónica.

El deslizamiento normalmente toma un rango de valores que va de 0 hasta 1. Siendo $s = 0$ si la velocidad del rotor es igual a la velocidad sincrónica y $s = 1$ si el rotor no está girando,

si está estático o bloqueado. Este rango de valores es el esperado si la máquina está funcionando como motor, pero si un motor primario se acoplase al eje de la máquina e hiciese que el rotor superara la velocidad η_s , entonces el par inducido se invertiría y trataría de frenar al rotor. A partir de este punto la máquina funciona como generador.

Después de que la velocidad del rotor rebasa η_s , el deslizamiento toma valores negativos. Así, η_s es el punto que separa la región de motor de la región de generación.

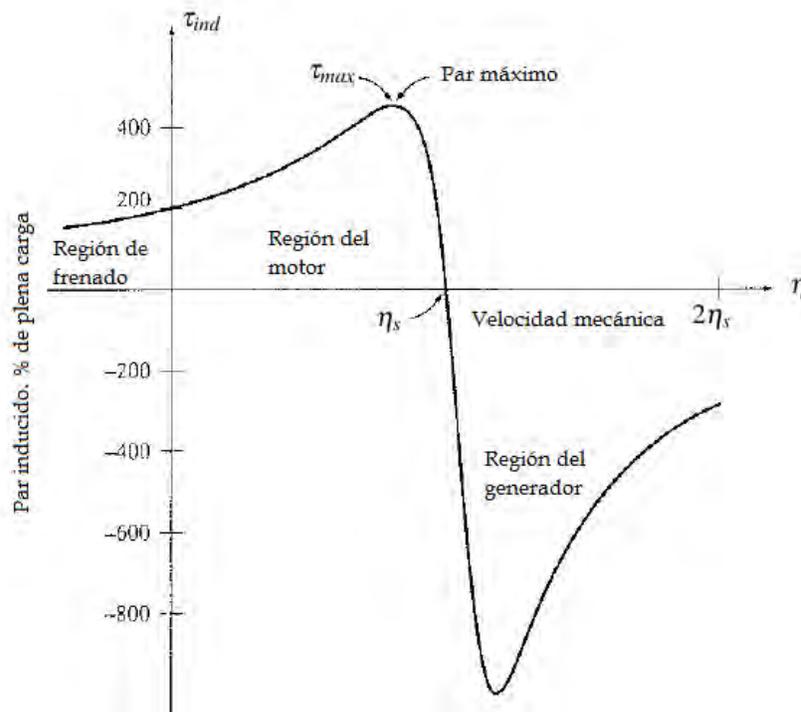


Figura 2.19: Relación entre el par y la velocidad para una máquina de inducción (Chapman, S. (2000). Curva característica par-velocidad de un motor de inducción que muestra los rangos extendidos de operación. [Figura]).

• **Generadores de Velocidad Constante:** Las turbinas de velocidad constante hacen uso de Máquinas asincrónicas de jaula de ardilla, trabajando como generadores. Debido a que los rotores jaula de ardilla son muy resistentes, es muy poco el mantenimiento que necesitan, además, estas máquinas usualmente se acoplarán a un sistema de potencia sólido, por lo que basta con que las mismas trabajen a una velocidad superior a η_s para generar.

Debido a que el generador de inducción no puede controlar su campo rotórico ya que este

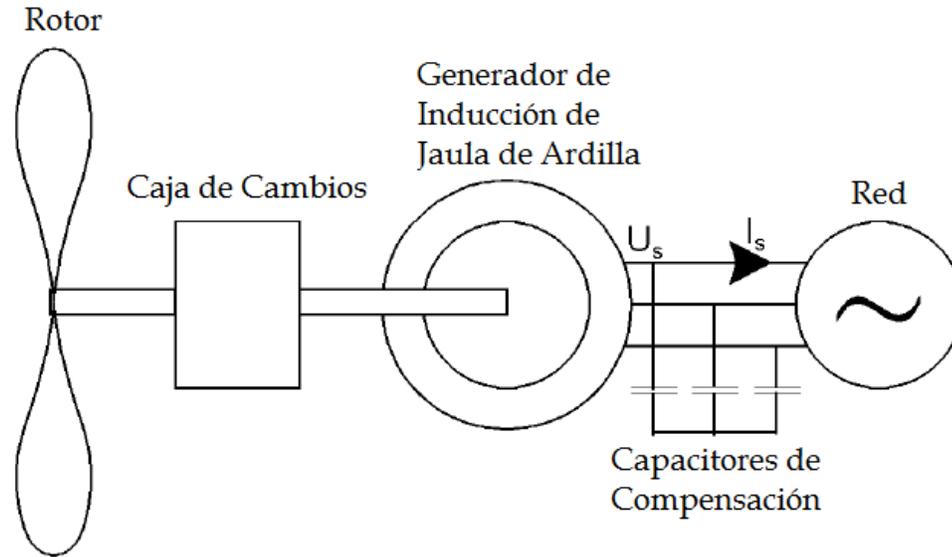


Figura 2.20: Esquema de un Generador de Velocidad Constante (Slootweg, J. (2003). *Generating systems used in wind turbines: squirrel cage induction generator*. [Figura]).

es un resultado de la inducción del campo estatórico, este tipo de generadores no genera potencia reactiva; de hecho la consume para poder generar el campo magnético estatórico. Esta potencia reactiva puede ser suministrada por la red en sí, pero comúnmente para no afectar el factor de potencia de la red, se usan capacitores que suministren dicha potencia. Estos capacitores están en paralelo al generador, como se observa en la Figura 2.20, y pueden ser incluso manipulados para modificar el factor de potencia a conveniencia.

Los rotores jaula de ardilla son una versión más robusta de los devanados de amortiguamiento de una máquina síncronica cualquiera. Cuando un generador está soportando una carga grande que hace que su rotor se frene, el deslizamiento crece y por lo tanto las corrientes inducidas en el rotor. Todo esto induce un torque que tiende a *restaurar* la velocidad del rotor. Este principio sería el mismo si la máquina funcionara como motor. Son fuerzas restauradoras que le confieren a la máquina una tendencia a mantener la velocidad sin importar los cambios en la carga. De aquí que estos sean generadores de *velocidad constante*.

Sin embargo existen límites para este comportamiento. Un deslizamiento muy elevado está relacionado con la inducción de corrientes muy altas en el rotor, llegando a dañarlo

incluso. De modo que existen controles para que el rotor no aumente su velocidad demasiado. Para turbinas de velocidad constante, el más común tipo de control para proteger al rotor de altos deslizamientos es el control por pérdida aerodinámica o *Stall Control*. Dicho control se basa en las aspas, las cuales son diseñadas para trabajar óptimamente en un rango de velocidades pero tener un bajo rendimiento a partir de cierto umbral. De manera que la eficiencia de las aspas va disminuyendo después de alcanzar cierto valor límite.

. **Generadores de Velocidad Variable:** Con el avance de la electrónica de potencia, se hizo posible la construcción de diseños para generadores eólicos que antes resultaban imprácticos; es decir, turbinas libres de generar cualquier velocidad dentro de un rango específico, pero que suministraban la potencia al sistema a la frecuencia y voltaje requerido mediante el uso de grandes convertidores de potencia. De esto se tratan en principio los generadores de velocidad variable que hace algunos años eran imprácticos y poco rentables, pero ahora empiezan a dominar el mercado. Muchas de las grandes corporaciones especialistas en el diseño de generadores eólicos ya han hecho un cambio definitivo de la fabricación de generadores de velocidad constante hacia la construcción de generadores de velocidad variable. La turbina basada en un generador de Inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) es el más extendido entre los dos, en la Figura 2.21 se puede observar el esquema del DFIG.

Los generadores de inducción doblemente alimentados son generadores de rotor devanado, que cuentan con un convertidor de potencia pequeño que conecta los devanados del rotor al sistema de potencia. El convertidor de potencia alimenta los devanados rotóricos con un sistema de corrientes trifásicas balanceadas. Los devanados rotóricos son funcionalmente idénticos a los devanados estáticos, lo que quiere decir que al ser alimentados por corrientes trifásicas se genera un campo magnético rotatorio a su alrededor. La velocidad y el sentido de giro de dicho campo dependen de la magnitud y signo de la frecuencia f_{Rotor} de las corrientes que alimentan los devanados del rotor. Una frecuencia de signo positivo o negativo, se traduce en un campo que gira *a favor* o *en contra* del sentido de giro del rotor respectivamente. La magnitud de la frecuencia f_{Rotor} esta en relación directa con la velocidad de giro propia que tendrá el campo rotorico. Como el rotor gira a una velocidad determinada por la velocidad del viento, la velocidad de giro *total* $\eta_{\Phi stator}$ del campo rotórico está dada por la suma algebraica de la velocidad del rotor η_{Rotor} y la velocidad intrínseca del campo $\eta_{\Phi rotor}$. De manera general, la ecuación que rige este control

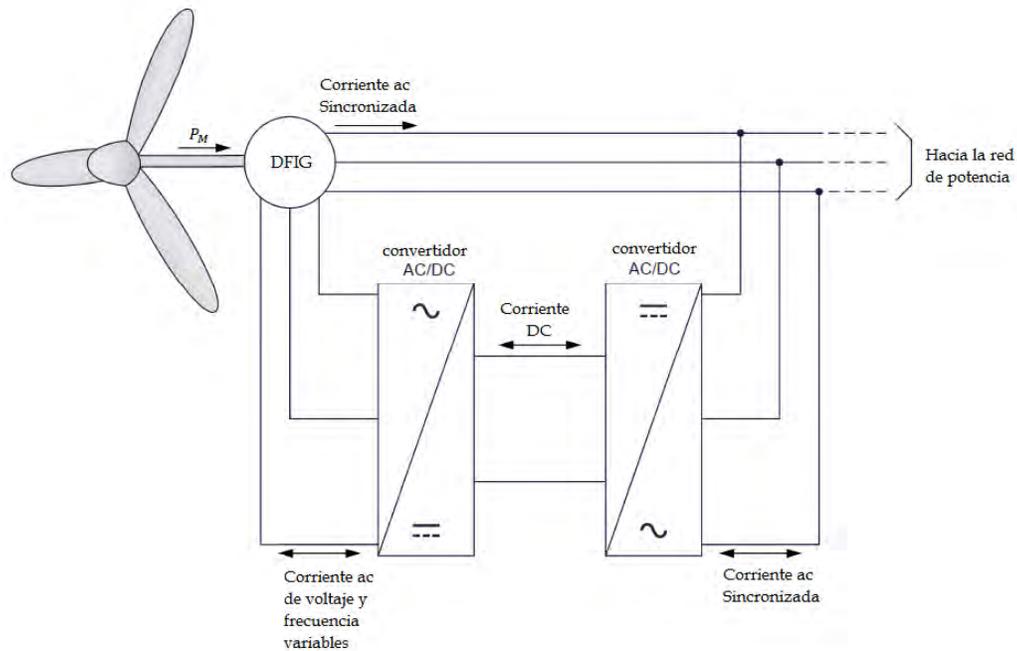


Figura 2.21: Esquema de un Generador de Velocidad Variable DFIG (Lab-Volt. *Circuits topologies for two types of generators found in variable speed wind turbines.* [Figura]).

de frecuencia es la Ecuación 2.67.

$$f_{Rotor} = f_{Red} - \frac{\eta_{Rotor} \times N_{polos}}{120} \quad (2.67)$$

N_{polos} : El número de polos del generador.

Censando la frecuencia y voltaje entregados a la salida del generador, el convertidor de potencia puede reajustar constantemente la frecuencia f_{Rotor} y la amplitud de corriente en los devanados rotóricos, garantizando de esta manera una frecuencia y un voltaje sincronizados con el sistema de potencia. Esto se ilustra en la figura 2.22.

Mediante este sistema se puede manipular fácilmente la potencia reactiva, contribuyendo a controlar el factor de potencia y la estabilidad de voltaje. También permite el generar potencia en un abanico de velocidades más amplio, aumentando el rendimiento de una turbina; además presenta una menor contaminación auditiva. Por supuesto, la electrónica de potencia que brinda todas estas ventajas tiene su precio, por lo que estos generadores suelen ser más costosos y complejos.

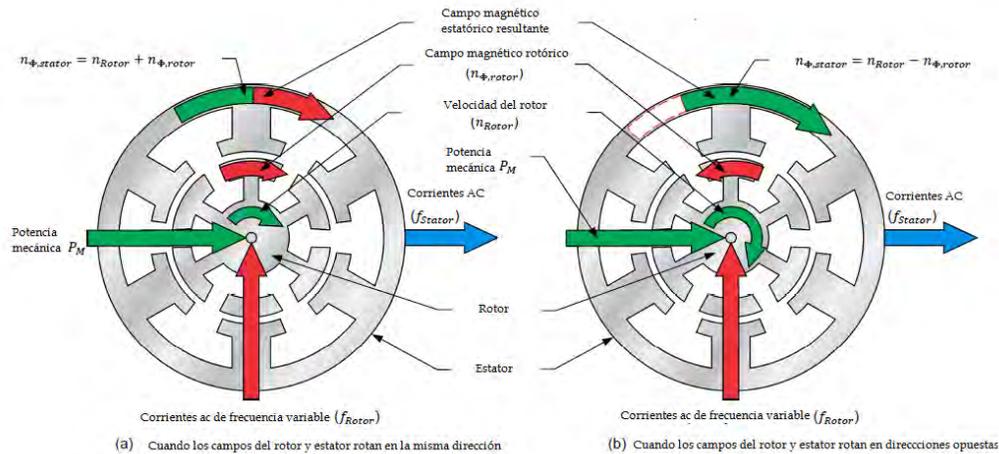


Figura 2.22: Dinámica del campo magnético del rotor respecto a la velocidad del rotor (Lab-Volt. *Interaction between the rotor speed and the frequency of the rotating magnetic field created in the rotor windings of a doubly-fed induction generator.* [Figura]).

Para velocidades de viento demasiado altas o bajas, se usan sistemas de control activo en las aspas para aprovechar aun más la energía disponible. Y en caso de que sean tan altas como para dañar el generador, se usan para frenar la máquina. Principalmente para generadores DFIG se usa el *control angular* que consiste en rotar las aspas para cambiar el ángulo en el que reciben el viento. Con este mecanismo es fácil controlar la velocidad y la potencia extraída del viento, e incluso se puede frenar la turbina por completo si se hace necesario.

2.2.2. Impacto de la Generación Eólica en la estabilidad

. Impacto en la Estabilidad de Pequeña Señal En la sección 2.1 se explicó entre otras cosas, cuáles eran las características y el principio de funcionamiento básico de una máquina sincrónica. El funcionamiento de este tipo de máquina puede ser definido mediante la Ecuación de Oscilación que se representó con la numeración (2.51):

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (2.68)$$

Dado que esta ecuación es la representación del acople de la velocidad del rotor con el

torque eléctrico, es importante destacar el hecho de que al ser una ecuación de segundo orden, su solución implica una respuesta oscilatoria pobremente amortiguada, siendo esto un gran contribuyente a la inestabilidad del sistema.

Además, siendo la ecuación de potencia entregada por una máquina a un sistema la ecuación 2.50, es evidente que el nivel de potencia entregada depende directamente del tamaño de la reactancia total X_T asociada al sistema. Dicho esto, es importante recordar lo elevadas que pueden ser las reactancias sincrónicas de una máquina sincrónica en proporción al sistema. De hecho, son tan grandes, que afectan considerablemente la cantidad de potencia entregada al sistema y lo conducen a un estado propenso a las oscilaciones, siendo de gran importancia esta característica si se desea contrastar eficazmente las diferencias en cuanto a estabilidad entre la generación convencional y la generación eólica.

Utilizar generadores eólicos habilita varias características ventajosas en relación a la estabilidad. Primero, el generador de velocidad constante no posee características oscilatorias intrínsecamente ya que no existe en su estructura un equivalente al ángulo δ , sino más bien una relación directa entre velocidad del viento, torque eléctrico y potencia entregada, de modo que no hay un comportamiento oscilatorio intrínseco al generador y las oscilaciones que pueda presentar están mucho mejor amortiguadas que en el caso sincrónico.

Por el lado del DFIG, al estar parcialmente acoplado a la red mediante electrónica de potencia y el sistema de control asociado a esta, cualquier oscilación dentro del generador es rápidamente amortiguada.

Dentro de la literatura se considera poco probable que los aerogeneradores contribuyan a las oscilaciones de un sistema, mas bien se afirma que dichos generadores ayudan a amortiguar las oscilaciones, debido a sus propias características en primer lugar, y en segundo lugar porque la alta penetración de los aerogeneradores en un sistema de potencia se traduce en la disminución de la cantidad de generadores sincrónicos acoplados a la red, originando una reducción del tamaño de la reactancia sincrónica total X_S y por ende un mejor acoplamiento entre los generadores sincrónicos restantes y la red. De manera que desde la perspectiva teórica, se espera que la penetración eólica en un sistema de potencia contribuya a mejorar la estabilidad del sistema.

. **Impacto en la Estabilidad Transitoria** El estudio de la estabilidad transitoria es necesario para conocer la respuesta de un sistema ante un cambio severo en su topología, como lo sería una falla, por ejemplo. En los generadores de jaula de ardilla, existe una relación entre la potencia activa, la potencia reactiva, la velocidad del rotor y el voltaje en las terminales.

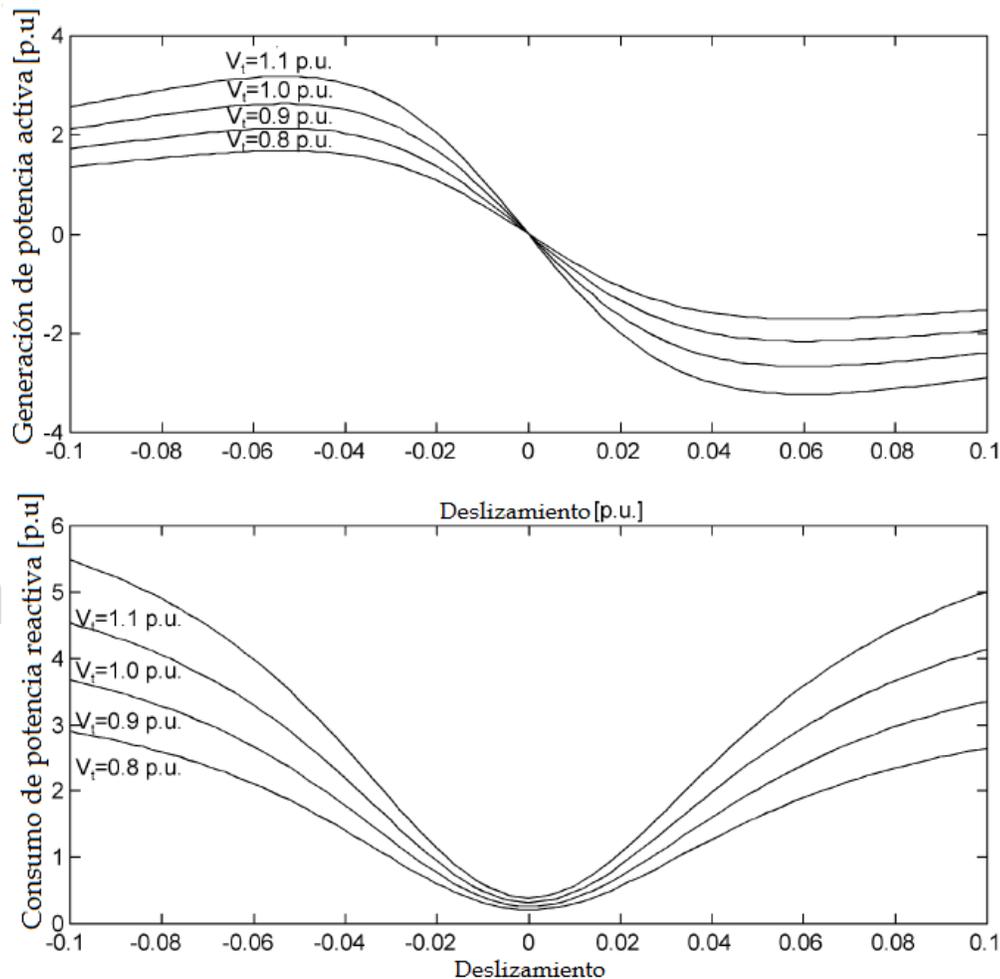


Figura 2.23: Curvas de Potencia activa (superior) y Potencia Reactiva (inferior) en función del deslizamiento tomadas a distintos voltajes terminales(Lab-Volt. *Active (above) and reactive (below) power of a squirrel cage induction generator dependent on rotor slip with the terminal voltage as a parameter.* [Figura]).

Mientras más bajo sea el voltaje terminal, más grande tendrá que ser el deslizamiento para poder seguir entregando la misma potencia activa. Subsecuentemente mientras más grande sea el deslizamiento, más grande será la cantidad de potencia reactiva que consume el generador. Este aumento en el consumo de potencia reactiva esta relacionado a la caída

del voltaje terminal.

Debido a que la potencia entregada por un generador jaula de ardilla depende del voltaje terminal, ya que mientras menor sea su valor, mayor será el deslizamiento necesario para entregar dicha potencia. Este efecto se puede observar en la Figura 2.23. Aún así, la potencia mecánica entregada por el viento sigue siendo la misma, aunque la máquina no entregue la misma cantidad de potencia eléctrica. Esto genera un desbalance que resulta en la aceleración del rotor para aumentar el deslizamiento e igualar la potencia eléctrica a la mecánica. Pero como se observa en la figura 2.23, para altos deslizamientos (en este caso negativos) mayor es la potencia reactiva consumida, y por consecuencia mayor será la caída de voltaje posterior.

En resumen, una caída de voltaje terminal propiciado por un cambio severo en el sistema, como una falla por ejemplo, puede ocasionar una reacción en cadena en un generador de velocidad constante, llevando a la inestabilidad y a la desconexión del generador. Aún así, los aerogeneradores de velocidad constante pueden entrar en inestabilidad por otras causas además de las fallas. La reacción en cadena descrita puede ser detonada por otros eventos que no necesariamente son consecuencia de una falla, pueden ocurrir por la conexión repentina de cargas altamente inductivas, el disparo de algún generador sincrónico cercano y cualquier otro suceso que origine bajas tensiones en los terminales del generador.

En el caso de los *Generadores Doblemente Alimentados*, la contribución a la inestabilidad prácticamente no existe. El convertidor de potencia y sus controladores gobiernan el generador. En vez de una relación directa entre potencia, voltaje, potencia reactiva y velocidad como en el generador de velocidad constante, el DFIG está desacoplado de la red por su convertidor de potencia *Bak-to-Back*, lo que le permite trabajar en el punto de operación deseado ante el cambio de los parámetros de la red, dentro de un rango específico por supuesto.

Esencialmente esto es una ventaja, pero en situaciones en las que ocurre una disminución en la frecuencia debido a que la generación y la carga no coinciden, los generadores DFIG no poseen intrínsecamente la propiedad estabilizar la misma debido a que el desacoplamiento impide a la inercia almacenada en los rotores de la máquina intervenir como sucedería en un generador de velocidad constante o en un generador sincrónico.

2.2.3. Modelos usados en las simulaciones

Se hace uso de las definiciones de las turbinas de velocidad constante y velocidad variable establecidas por Federico Milano en el software de trabajo PSAT. Estas definiciones están claramente expuestas en el manual de usuario de dicho software.

. Generador de Jaula de Ardilla Básicamente este modelo es el mismo que el del motor de inducción, pero tomando en cuenta la inversión de las corrientes. Del manual de PSAT:

“Las ecuaciones están formuladas en términos de los ejes real (r) e imaginario (m), con respecto del ángulo de referencia de la red. En un marco de referencia sincrónicamente rotatorio, la relación entre los voltajes de la red y del estator de la máquina es de la siguiente manera:

$$v_r = V \sin(-\theta) \quad (2.69)$$

$$v_m = V \cos(\theta) \quad (2.70)$$

Y las absorciones de potencia son:

$$P = v_r i_r + v_m i_m \quad (2.71)$$

$$Q = v_m i_r - v_r i_m + b_c (v_r^2 + v_m^2) \quad (2.72)$$

Donde b_c es la conductancia del capacitor fijo, la cual es determinada en el proceso de inicialización. Las ecuaciones diferenciales en términos de los voltajes detrás de la resistencia del estator r_S son:

$$e'_r - v_r = r_S i_r - x'_m i_m \quad (2.73)$$

$$e'_m - v_m = r_S i_m + x'_r i_r \quad (2.74)$$

Mientras que la relación entre voltajes, corrientes y variables de estado es de la siguiente forma:

$$e'_r = \Omega_b (1 - \omega_m) e'_m - (e'_r - (x_0 - x') i_m) \div T_0 \quad (2.75)$$

$$e'_m = -\Omega_b (1 - \omega_m) e'_r - (e'_m + (x_0 - x') i_r) \div T_0 \quad (2.76)$$

Donde ω_m es la velocidad angular del rotor, y x_0, x' y T_0 pueden obtenerse de los parámetros del generador:

$$x_0 = x_S + x_m \quad (2.77)$$

$$x' = x_S + \frac{x_R x_m}{x_R + x_m} \quad (2.78)$$

$$T_0' = \frac{x_R + x_m}{\Omega_b r_R} \quad (2.79)$$

Las ecuaciones diferenciales mecánicas que toman en cuenta las inercias de la turbina y del rotor H_t y H_m , respectivamente, y la rigidez del eje K_s , son las siguientes:

$$\dot{\omega}_t = \frac{(T_t - K_s \gamma)}{2H_t} \quad (2.80)$$

$$\dot{\omega}_t = \frac{(K_s \gamma - T_e)}{2H_m} \quad (2.81)$$

$$T_0' = \Omega_b (\omega_t - \omega_m) \quad (2.82)$$

$$\dot{\gamma} = \Omega_b (\omega_t - \omega_m) \quad (2.83)$$

Donde ω_t es la velocidad angular de la turbina de viento, y el torque eléctrico T_e se define como:

$$T_e = e_r' i_r + e_m' i_m \quad (2.84)$$

El torque Mecánico es:

$$T_t = \frac{P_{\omega_t}}{\omega_t} \quad (2.85)$$

Donde P_{ω} es la potencia mecánica extraída del viento. La última es una función de ambas, la velocidad del viento y del rotor y puede ser aproximada de la forma siguiente:

$$P_{\omega} = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda) A_r v_{\omega}^3 \quad (2.86)$$

En donde ρ es la densidad del aire, c_p el coeficiente de desempeño o coeficiente de potencia, λ la relación de velocidad punta y A_r el área barrida por el rotor. La relación de velocidad punta λ es la relación entre la velocidad punta de las aspas v_{bt} y el viento aguas arriba del rotor v_{ω} :

$$\lambda = \frac{v_{bt}}{v_{\omega}} = \eta_{GB} \frac{2R\omega_t}{p v_{\omega}} \quad (2.87)$$

Donde η_{GB} es la relación de transmisión mecánica, p el número de polos del generador de inducción y R el radio del rotor. Finalmente, la curva $c_p(\lambda)$ es aproximada así:

$$c_p = 0,44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6,94 \right) e^{-\frac{16,5}{\lambda_i}} \quad (2.88)$$

con

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0,002} \quad (2.89)$$

Para simular el *Efecto Sombra* de la torre, una pulsación de torque periódico se añade a T_i , cuya frecuencia depende de la velocidad del rotor ω_r la relación de transformación η_{GB} , y el numero de aspas n_b , de la manera siguiente:

$$\tilde{T}_i = T_i(1 + 0,025 \sin(\eta_{GB} \frac{\Omega_b \omega_r}{n_b} t)) \quad (2.90)$$

Donde la amplitud de la pulsación del torque esta fijada a 0.025.”(Milano, Federico, 2008, Pág 219)

. Generador doblemente Alimentado El modelo de este generador utilizado en las simulaciones se desarrolla elocuentemente en el manual de PSAT, de la siguiente manera:

“Las ecuaciones eléctricas de estado estacionario del generador de inducción doblemente alimentado son asumidas, a medida que las dinámicas de flujo del rotor y del estator son rápidas en comparación con las dinámicas de la red y los controladores del convertidor básicamente desacoplan el generador de la red. Como resultado de estas suposiciones, se tiene:

$$v_{ds} = -r_S i_{ds} + ((x_S + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr}) \quad (2.91)$$

$$v_{qs} = -r_S i_{qs} - ((x_S + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr}) \quad (2.92)$$

$$v_{dr} = -r_R i_{dr} + (1 - \omega_m)((x_R + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs}) \quad (2.93)$$

$$v_{qr} = -r_R i_{qr} - (1 - \omega_m)((x_R + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds}) \quad (2.94)$$

Donde los voltajes del estator son funciones de las magnitudes y fases de los voltajes de la red:

$$v_{ds} = V \sin(-\theta) \quad (2.95)$$

$$v_{qs} = v \cos(\theta) \quad (2.96)$$

Las potencias activas y reactivas del generador dependen de las corrientes de estator y convertidor, así:

$$P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dc} i_{qc} + v_{qc} i_{qc} \quad (2.97)$$

$$Q = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} + v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc} \quad (2.98)$$

Debido al modo de operación del convertidor, la potencia inyectada a la red puede ser escrita como una función de las corrientes del estator y del rotor. Las potencias del convertidor del lado de la red son:

$$P_c = v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \quad (2.99)$$

$$Q_c = v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc} \quad (2.100)$$

Mientras, del lado del rotor:

$$P_r = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (2.101)$$

$$Q_r = v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr} \quad (2.102)$$

Asumiendo un modelo sin pérdidas para el convertidor, la potencia activa del convertidor coincide con la potencia activa del rotor, de manera que $P_c = P_r$. La potencia reactiva inyectada a la red puede ser aproximada despreciando la resistencia del estator y asumiendo que el eje d coincide con el flujo estatorico máximo. Por lo tanto, las potencias inyectadas a la red resultan ser:

$$P = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} + v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (2.103)$$

$$Q = -\frac{x_m V i_{dr}}{x_s + x_m} - \frac{V^2}{x_m} \quad (2.104)$$

La ecuación de movimiento del generador es modelada como un eje único, al ser supuesto que los controles del convertidor están capacitados para filtrar las dinámicas del eje. Por la misma razón, no se considera ningún *Efecto Sombra* de la torre en este modelo. De esta manera:

$$\dot{\omega}_m = \frac{(T_m - T_e)}{2H_m} \quad (2.105)$$

$$T_e = \psi_{ds}i_{qs} - \psi_{qs}i_{ds} \quad (2.106)$$

Donde la relación entre los flujos del estator y las corrientes del generador es de esta manera:

$$\psi_{ds} = -((x_s + x_m)i_{ds} + x_m i_{dr}) \quad (2.107)$$

$$\psi_{qs} = -((x_s + x_m)i_{qs} + x_m i_{qr}) \quad (2.108)$$

De manera que el torque eléctrico T_e resulta:

$$T_e = x_m(i_{qr}i_{ds} - i_{dr}i_{qs}) \quad (2.109)$$

Para simplificar los cálculos el torque eléctrico T_e se simplifica así:

$$T_e \approx -\frac{x_m V i_{qr}}{\omega_b (x_s + x_m)} \quad (2.110)$$

Donde ω_b es la frecuencia del sistema medida en rad/s. El torque mecánico es:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} \quad (2.111)$$

Siendo P_ω la potencia mecánica extraída del viento. La última es una función de la velocidad del viento v_ω , la velocidad del rotor ω_m y el ángulo de inclinación θ_p . P_ω puede aproximarse así:

$$P_\omega = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_\omega^3 \quad (2.112)$$

En los cuales los parámetros y las variables son los mismos que en la ecuación (2.86) y la relación de velocidad punta es definida de igual manera que en (2.87). La curva $c_p(\lambda, \theta_p)$ se aproxima así:

$$c_p = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta_p - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (2.113)$$

Con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta_p} - \frac{0,035}{\theta_p^3 + 1} \quad (2.114)$$

Las dinámicas del convertidor son altamente simplificadas, debido a que son rápidas con respecto a los transitorios electromecánicos. De manera que, el convertidor es modelado como una fuente de corriente ideal, donde i_{qr} y i_{dr} son variables de estado y son usadas para el control de la velocidad del rotor y para el control del voltaje, respectivamente, lo que es mostrado en las figuras (2.24) y figura (2.25). Las ecuaciones diferencias para las corrientes del convertidor son de la siguiente manera:

$$\dot{i}_{qr} = \left(-\frac{x_s + x_m}{x_m V} P_\omega^*(\omega_m) / \omega_m - i_{qr} \right) \frac{1}{T_e} \quad (2.115)$$

$$\dot{i}_{dr} = K_V (V - V_{ref}) - V / x_m - i_{dr} \quad (2.116)$$

Donde $P_\omega^*(\omega_\omega)$ es la característica Potencia vs Velocidad que aproximadamente optimiza la captura de la energía del viento y es calculado utilizando la velocidad del rotor en el momento específico (Vea la figura 2.26). Se asume que $P_\omega^* = 0$ si $\omega_m < 0,5$ p.u. y que $P_\omega^* = 1$ p.u. si $\omega_m > 0,1$. De manera que, la velocidad del rotor solo tiene efectos para velocidades sub-síncronas. Tanto los controles para la velocidad como para voltaje se someten a limitadores

de altas velocidades de viento, con el objetivo de evitar sobre corrientes en el convertidor. Los límites de corriente del rotor se calculan basándose en los límites de potencia activa y reactiva, y asumiendo un voltaje de barra $V \approx 1$ de la siguiente forma:

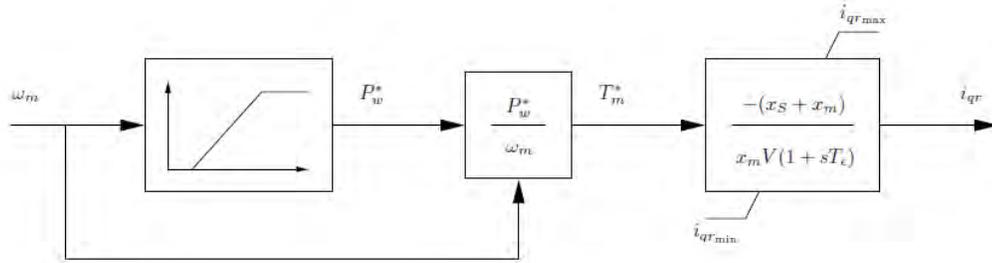


Figura 2.24: Esquema de Velocidad del Rotor (Milano, F.(2008). *Rotor Speed Control Scheme*. [Figura]).

$$i_{qr_{max}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} P_{min} \quad (2.117)$$

$$i_{qr_{min}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} P_{max} \quad (2.118)$$

$$i_{dr_{max}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} Q_{min} - \frac{x_s + x_m}{x_m^2} \quad (2.119)$$

$$i_{dr_{min}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} Q_{max} - \frac{x_s + x_m}{x_m^2} \quad (2.120)$$

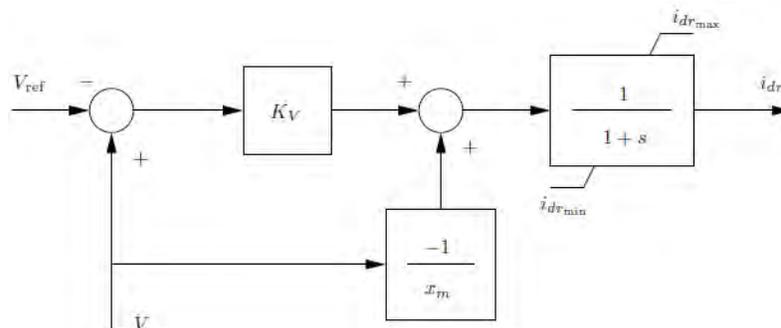


Figura 2.25: Esquema de Control de Voltaje (Milano, F.(2008). *Voltage Control Scheme*. [Figura]).

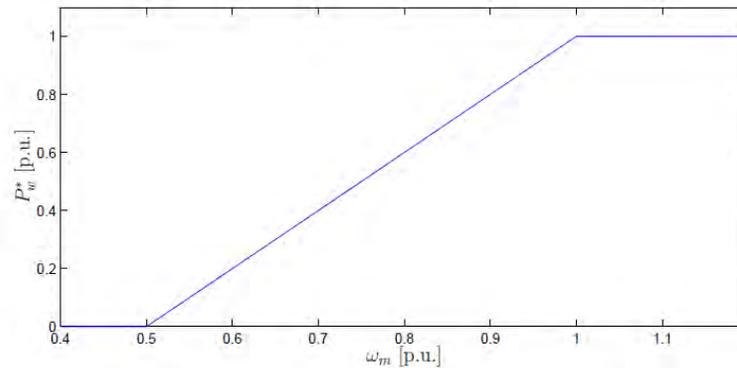


Figura 2.26: Característica Potencia vs Velocidad (Milano, F.(2008).*Power-Speed Characteristic*.[Figura]).

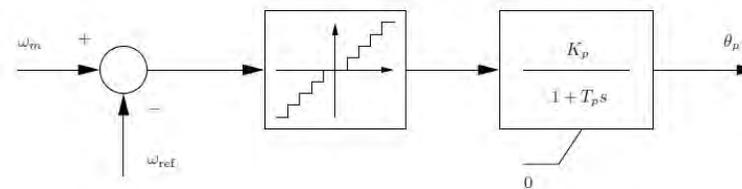


Figura 2.27: Esquema de Control Angular (Milano, F.(2008).*Pitch Angle Control Scheme*.[Figura]).

Finalmente el control angular (*Pitch Control*) se ilustra en la figura 2.24 y es descrito por la ecuación diferencial:

$$\dot{\theta}_p = (K_p \phi(\omega_m - \omega_{ref}) - \theta_p) / T_p \quad (2.121)$$

donde ϕ es una función que permite variar el punto de trabajo del control angular, solo cuando la diferencia $\omega_m - \omega_{ref}$ excede un valor predefinido $\pm \Delta\omega$. el control angular funciona solo para velocidades super-sincrónicas. Un limitador de velocidades eólicas altas bloquea el ángulo de control a $\theta_p = 0$ para velocidades sub-sincrónicas.”(Milano,Federico,2008,Pág 221)

2.3. Descripción de la Herramienta PSAT

Los programas por computadora han permitido resolver tareas cada vez más complejas en todos los campos de la ingeniería eléctrica durante los últimos años. Se han desarrollado muchos paquetes de software para tales fines, entre ellos siendo muy reconocido MatLab.



Figura 2.28: Países con presencia oficial de PSAT (Milano, F. *PSAT around the world*. [Figura]. Revisado en: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>).

MatLab es un acrónimo de MAtrix LABoratory, un programa cuyos antecedentes datan de los años 70', creado como apoyo en los cursos de álgebra lineal y análisis numérico. Hoy en día se trata de una herramienta muy potente utilizada tanto en universidades como en centros de investigación en todo el mundo para el análisis científico, técnico y la representación gráfica. Dentro de las posibilidades de MatLab está la de crear por cuenta propia y mediante programación en lenguaje C, programas a conveniencia de cada quien.

De esta manera nace PSAT, que viene a ser una caja de herramientas para MatLab, cuyos objetivos son el uso para el análisis y el control de sistemas eléctricos de potencia. PSAT también tiene una versión compatible para GNU Octave.

PSAT fue desarrollada por el PhD en Ingeniería Eléctrica Federico Milano, egresado de la Universidad de Génova en Italia. Hoy en día su difusión es prácticamente global (figura 2.28):

Este software también puede llevar a cabo varias rutinas de cálculo de interés siendo el el cálculo de flujo de carga su función esencial. Sus diferentes rutinas son:

- Flujo de Carga Continuo (CPF)
- Flujo de Carga Óptimo (OPF)
- Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal (SSSA)
- Simulaciones en el Dominio del Tiempo (TDS)

- Unidad de Medida Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés)

Para poder realizar estas rutinas de manera precisa PSAT contiene diversidad de componentes dinámicos y estáticos, como los siguientes:

- Datos de Flujo de Carga: Barras colectores, líneas de transmisión y transformadores, barras slack, Generadores PC, cargas de potencia constante, y admitancias Shunt.
- Datos de CPF y OPF: Ofertas y límites de potencia disponible, reservas de potencia de los generadores, etc.
- Operaciones de Conmutación: Fallas y aperturas de líneas de transmisión
- Mediciones: Frecuencia de barra y unidades de medida fasorial (PMU).
- Cargas: Cargas dependientes del Voltaje, Cargas Dependientes de la Frecuencia, Cargas de corriente constante y de potencia constante, etc.
- Máquinas: Máquinas sincrónicas (de 2do a 8vo orden dinámico) y motores de inducción (de 1er a 5to orden dinámico).
- Control: Gobernadores de Turbinas, Reguladores Automáticos de Voltaje, Estabilizadores de Sistemas de Potencia, etc.
- Regulación de Transformadores: Tomas para variar carga con reguladores de voltaje o potencia reactiva. Transformadores con desplazamiento de fase.
- FACTS: Compensadores *Static Var*, Capacitores en serie controlados por tiristor, Controladores de Flujo de Carga Unificados, etc.
- Turbinas Eólicas: Modelos del Viento, Turbina de Velocidad constante con motor de inducción de jaula de ardilla, Turbina de Velocidad Variable con generador doblemente alimentado y Turbina de Velocidad Variable con Generador de Accionamiento Directo.
- Otros Modelos: Eje Dinámico de una máquina sincrónica, modelo de resonancia sub-sincrónica y Celda de combustible de oxido solido.

Finalmente, PSAT aglutina todas estas características en un ambiente de trabajo amigable y con la posibilidad de hacer uso de las librerías de Simulink. Se puede hacer una

comparación rasa entre PSAT y otros softwares similares fundamentados en MatLab. Por ejemplo:

Tabla 2.1: Comparación de capacidades de distintos programas usados en el análisis de Sistemas de Potencia.(Milano, F.(2008).*PSAT,Power System Analysis Toolbox*.Manual de trabajo del Software.)

Paquete	PF	CPF	OPF	SSSA	TDS	EMT	GUI	CAD
EST	X			X	X			X
MatEMTP					X	X	X	X
Matpower	X		X					
PAT	X			X	X			X
PSAT	X	X	X	X	X		X	X
PST	X	X		X	X			
SPS	X			X	X	X	X	X
VST	X	X		X	X		X	

Los paquetes de software con los que se compara a PSAT en la 2.1 son:

- Educational Simulation Tool (EST)
- MatEMTP
- Matpower
- Power Systems Toolbox (PST)
- Power Analisis Toolbox (PAT)
- SimPowerSystems (SPS)
- Voltage Stability Toolbox (VST)

Las características mostradas en la tabla son:

- Flujo de carga (PF)
- Flujo de carga continuado (CPF)
- Flujo de Carga óptimo (OPF)

- Análisis de estabilidad de pequeña señal (SSSA)
- Simulación en el dominio del tiempo (TDS)
- Interfaz de usuario gráfica (GUI)
- Construcción de red Gráfica (CAD)

De manera que ya están expuestos todos los conceptos básicos necesarios para comprender el funcionamiento de la tecnología de generación eólica y para interpretar correctamente las simulaciones que se realizan en este trabajo de grado. En este sentido, se puede abordar satisfactoriamente el siguiente capítulo con todas las bases necesarias para su comprensión.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 3

Simulaciones y Análisis de Resultados

3.1. Descripción del Sistema de 14 Barras Modificado

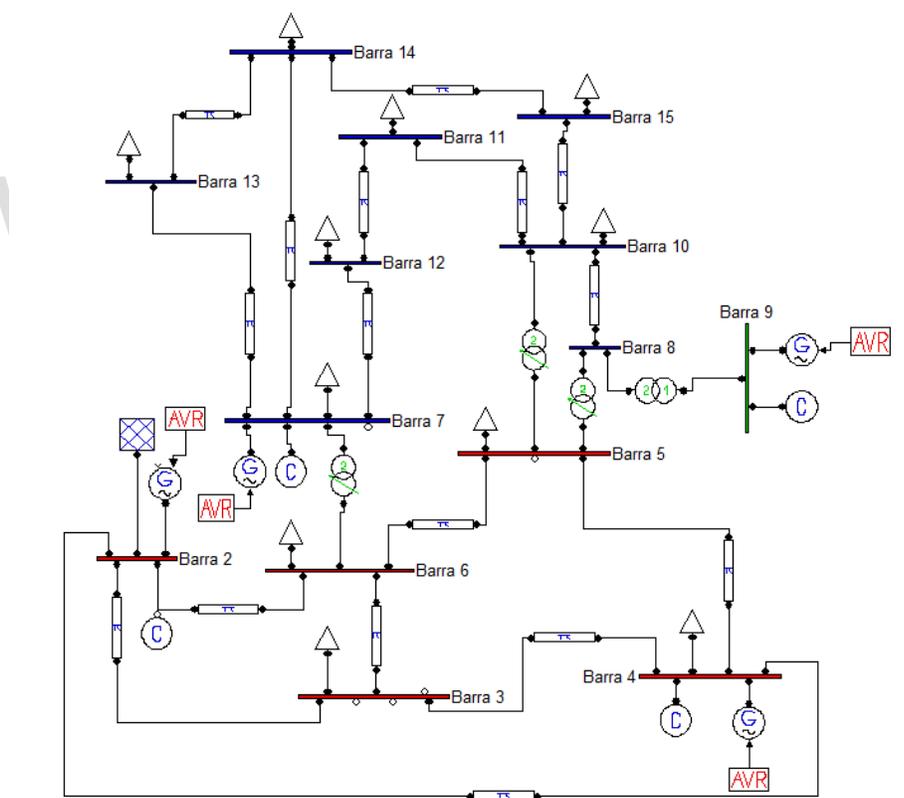


Figura 3.1: Sistema 14 barras IEEE modificado (Fuente: IEEE).

Se eligió el sistema IEEE 14 barras como estructura base para la creación de la red de potencia a utilizar en las simulaciones. Se utilizó la versión de Simulink del sistema IEEE

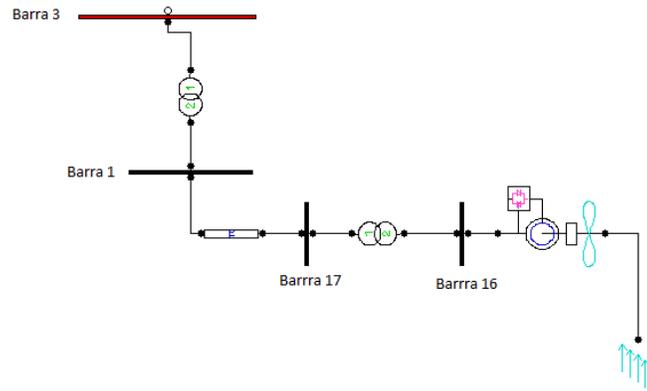


Figura 3.2: Arreglo de 3 barras que ha de conectarse al sistema 14 barras modificado (Muñoz, J.C., Cañozares, C.A.(2011,Marzo)DFIG Collector system (PSAT)[Figura]).

14 barras y a partir de allí se hicieron algunos cambios en el sistema estándar los cuales, entre otras cosas, consisten en la adhesión de la línea 2-4 y la supresión de la línea 3-5 al sistema original como puede observarse en la Figura 3.1 en comparación con el sistema original en la Figura 3.3. Además se reemplazó el generador ubicado en la barra 3, por un arreglo de tres barras, una línea, y dos transformadores como se muestra en la figura 3.2; es en este arreglo extra donde se conecta la turbina eólica correspondiente, en el caso mostrado en la Figura 3.2 se utiliza una turbina basada en un generador DFIG, pero como es de esperarse es en la misma barra 16 donde se conectaría la turbina de velocidad constante.

Los números de las barras originales (Figura 3.3) no coinciden con los del sistema utilizado en este trabajo, porque como se han hecho las simulaciones utilizando las estructuras globales de PSAT (.m), al convertir el sistema desde Simulink a dichas estructuras, PSAT cambia los números de correspondencia de las barras. Los números tomados por PSAT al convertir la versión de Simulink, se pueden observar entre paréntesis en la Figura 3.3.

Además de los cambios ya mencionados, PSAT realiza otros cambios cuando absorbe el modelo de Simulink Original para transformarlo. Algunos de estos cambios consisten en tomar varios elementos del sistema bajo la misma estructura de código, se muestran algunos ejemplos de estos cambios en la Figura 3.4.

Esta es la principal razón por la cual dentro del código PSAT considera a los transformadores como una especie de líneas, entre otros cambios.

Barras

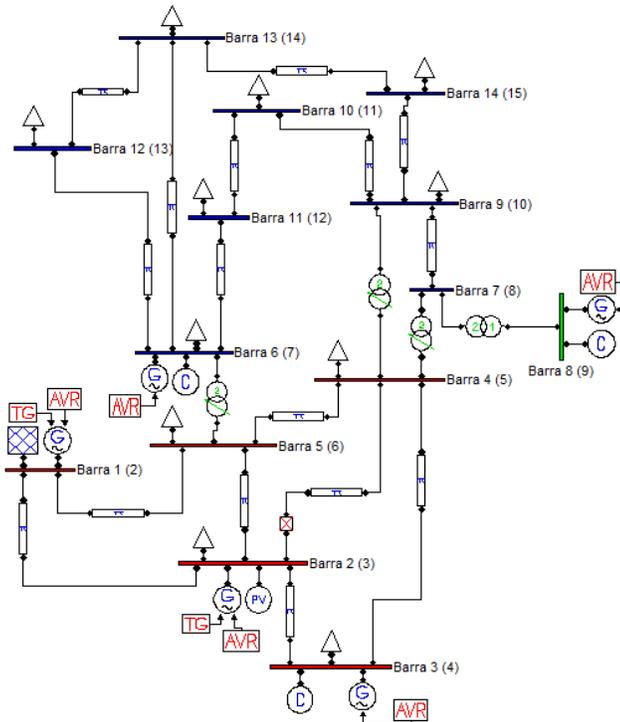


Figura 3.3: Sistema 14 barras IEEE original (Fuente: IEEE).

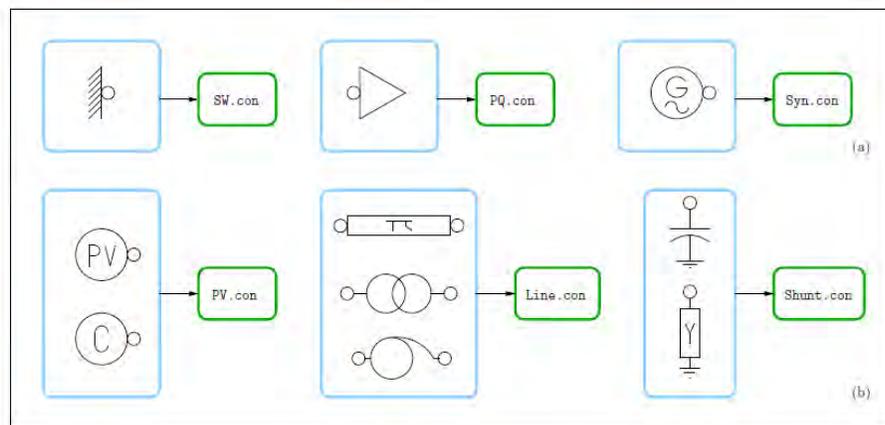


Figura 3.4: Conversión de Elementos de Simulink a PSAT (Milano, F.(2008).*Correspondence between Simulink blocks and PSAT global structures.*[Figura]).

Se cuenta con las 14 barras originales mas 3 barras agregadas, sus niveles de voltaje son:

- barra 1: 25 Kv
- barra 2: 69 Kv
- barra 3: 69 Kv
- barra 4: 69 Kv
- barra 5: 69 Kv
- barra 6: 69 Kv
- barra 7: 13.8 Kv
- barra 8: 13.8 Kv
- barra 9: 18 Kv
- barra 10: 13.8 Kv
- barra 11: 13.8 Kv
- barra 12: 13.8 Kv
- barra 13: 13.8 Kv
- barra 14: 13.8 Kv
- barra 15: 13.8 Kv
- barra 16: 0.48 Kv
- barra 17: 25 Kv

Regulador Automático de Voltaje Tipo II

Entre los elementos de control utilizados por el sistema están los Reguladores Automáticos de Voltaje, estos reguladores están conectados a los siguientes generadores:

- Generador Barra 2
- Generador Barra 4

- Generador Barra 9
- Generador Barra 7

Líneas de Transmisión

Las Líneas que constituyen el sistema son 16 en total, aunque en el código aparecen 23 por los cambios realizados por PSAT al hacer la conversión.

Barra Slack

Es la barra de referencia y en este sistema es la barra número 2. A ella están conectada varias líneas y una máquina sincrónica. Posee 69 Kv y 100MVA. El símbolo que transforma una barra en slack se puede observar en la Figura 3.1 en la barra 2, como un rectángulo azul con líneas cruzadas en su interior.

Barra PV

Las barras PV se originan por la adición de STATCOMS. Dichos controladores se identifican con un círculo con una C en su centro en el diagrama de Simulink. Las barras PV dentro de este sistema son las siguientes:

- barra 7 con 13.8 Kv
- barra 4 con 69 Kv
- barra 9 con 18 Kv

Barra PQ

En dichas barras se encuentran las cargas. Aquí es donde está ubicado, multiplicando a cada una de las cargas, el parámetro ρ o *cargabilidad*, de manera de permitir variar la carga del sistema para las simulaciones necesarias. Dentro del diagrama de Simulink estas barras se identifican por la presencia de carga.

Generación

La simulación de la generación de potencia, modelada por el generador de viento, está programada para inyectar potencia en la barra 16 solamente. Los generadores sincrónicos no están generando.

Máquinas Sincrónicas

Existen 4 máquinas sincrónicas de cuarto orden conectadas a este sistema. Todas están funcionando como condensadores sincrónicos. El mas grande se encuentra conectado en la barra Slack. Las barras a los que dichos condensadores se conectan son:

- Barra 2
- Barra 4
- Barra 9
- Barra 7

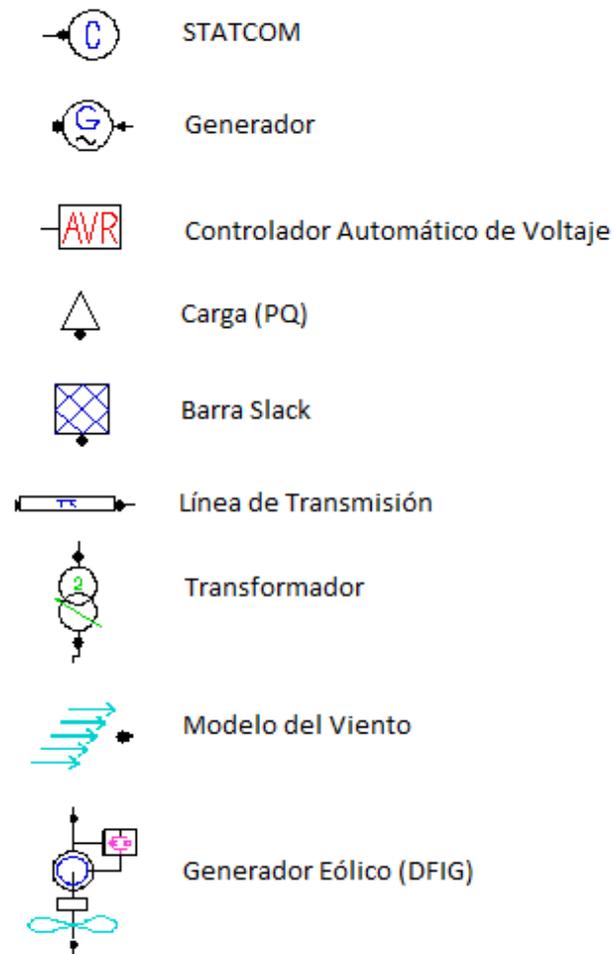


Figura 3.5: Leyenda de la Simbología del Sistema.

Turbina Eólica

Para las simulaciones se usaron dos tipos de turbinas, la turbina basada en generador doblemente alimentado y turbina basada en generador de jaula de ardilla, cada una con un respectivo bloque que las modela en simulink. La turbina eólica que se esté utilizando se conecta a la barra 16, a un voltaje de 0.48 Kv y 60 MVA de capacidad. Además se pueden programar muchos otros parámetros para estas turbinas, como la resistencia y reactancias de rotor y estator, la reactancia de magnetización, la constante de inercia, entre otras.

Modelo del Viento

El modelo del viento esta basado en la *Distribución de Weibull*, que una distribución de probabilidad continua adaptado para dar una aproximación al comportamiento del viento programado a una velocidad nominal de 14.5 m/s y una densidad de aire de $1.225 \frac{kg}{m^3}$.

Finalmente, para mas detalle sobre los símbolos que representan cada elemento del diagrama unifilar de Simulink, se refiere a la Figura 3.5.

3.2. Casos de Estudio

Se realizan las simulaciones estructuradas en varios casos en los que se varían solamente variables específicas. La meta es establecer un marco de estudio en el cual la comparación entre los modelos de turbinas sea eficaz y útil. Como es de esperar, estos análisis se realizan para estabilidad de pequeña señal y para estabilidad transitoria. Además, para la explicación resumida de los resultados, se utilizarán las siglas SCIG para designar el Generador Jaula de Ardilla, así como también las siglas DFIG para designar el Generador Doblemente Alimentado.

En los estudios de estabilidad de pequeña señal y transitoria, se utiliza constantemente una variable simbolizada por ρ para controlar la cantidad de carga del sistema. ρ es un valor que se multiplica por cada una de las cargas base conectadas por defecto en cada barra, de manera que al variar ρ , varía también el porcentaje de carga base que percibe cada barra. A esta variable se le denomina *Cargabilidad del Sistema*.

3.2.1. Estabilidad de Pequeña Señal

Se estudia a que nivel de ρ , el sistema presenta un comportamiento inestable, es decir a partir de cual valor de cargabilidad se produce una bifurcación de hopf. Esto se logra mediante el uso del análisis de autovalores del sistema, haciendo dicho análisis para ambos tipos de turbinas, tanto de velocidad constante (SCIG) como de velocidad variable (DFIG).

También se hace una recopilación de los valores que alcanza la amortiguación ζ para cada situación estudiada, y lógicamente, para que dicha amortiguación sea positiva y tenga sentido estudiarla, los valores de cargabilidad utilizados en el análisis de autovalores son inferiores a los valores para los cuales ocurre la bifurcación de hopf.

En este sentido, se obtiene un conjunto de autovalores que no han cruzado el eje imaginario con los que se identifica a los modos dominantes y se calcula su amortiguación utilizando la ecuación 2.48. Específicamente se analizaron los autovalores del sistema para tres casos:

. **Estudio en Estado Normal** El sistema funcionando de manera normal y con su topología sin modificar, se perturba con pequeños incrementos de carga (mediante crecimientos progresivos en ρ) hasta que ρ alcanza un valor para el cual ocurre una Bifurcación de Hopf, es decir hasta que un autovalor cruza al semiplano derecho del plano complejo. Es para este valor de cargabilidad en el cual el sistema es inestable. También se determino la amortiguación que presentaba el sistema para un valor de ρ previo a la bifurcación de hopf.

. **Estudio en Estado de Contingencia** Se toma el sistema para un valor de ρ base en el que exista estabilidad y a partir de este estado estable, se desconecta la línea 2-4 deshabilitandola de manera manual en el código fuente. El objetivo de esto es analizar la estabilidad del sistema cuando existen cambios en la topología del mismo.

Se sigue el mismo procedimiento para este caso; se aumenta progresivamente el valor de ρ hasta que ocurre una Bifurcación de Hopf y de igual manera en el caso de la amortiguación.

. **Estudio para Variaciones de Potencia** Los casos anteriores tenían en común que ambos aerogeneradores estaban inyectando a la red la misma cantidad de potencia activa específicamente un valor de potencia activa de ($P = 0,4p.u.$). Ya que se desea estudiar la reacción del sistema para distintos escenarios de potencia, en este caso de estudio, se varía

la potencia.

El proceso que se sigue consiste en fijar un valor de potencia activa y con este valor fijo, variar ρ hasta hallar la Bifurcación de Hopf. Luego se fija un valor de potencia superior, y de nuevo se varía ρ hasta hallar nuevamente el valor de cargabilidad para el cual ocurre la bifurcación. Esto se repite sucesivamente para ambos tipos de aerogeneradores. El rango de valores de P es:

$$P = (0,3, 0,4, 0,5, 0,6, 0,7, 0,8, 0,9)p.u.$$

Para cada caso de estudio, se registran los modos Dominantes, es decir los modos de oscilación que cruzaron antes el umbral de la estabilidad y que por lo tanto son fuente de características inestables, o al menos, de un comportamiento más inestable que el resto de los modos. Igualmente, se lleva un registro de estos modos previamente a que crucen el eje imaginario y se calcula la amortiguación que presenta el sistema para cada uno.

3.2.2. Estabilidad Transitoria

Para este estudio se desea conocer la reacción del sistema en el dominio del tiempo, después de una perturbación grande, simulada con la apertura de varias líneas, pero esta vez por medio de un disyuntor temporizado. Se tomó un valor fijo de potencia y cargabilidad ρ y se estudian las respuestas del sistema cuando a el mismo están conectadas cualquiera de los dos tipos de aerogeneradores de interés:

- Generador de Velocidad Constante (SCIG)
- Generador de Velocidad Variable (DFIG)

Se realizó el mismo procedimiento para ambas turbinas, definiendo un estado estándar con una potencia generada por viento de $P = 0,4p.u.$ y una cargabilidad $\rho = 0,978$ siendo este un valor un poco inferior al valor de ρ para el cual ocurre una bifurcación de Hopf con un generador de jaula de ardilla en el estudio de estabilidad de pequeña señal. La idea de esto es establecer una cargabilidad que coloque al sistema en un estado un poco mas vulnerable, para poder estudiar la inestabilidad del mismo de existir esta. El disyuntor se programa de manera de que desconecte la línea a los 3 segundos; teniendo la simulación

un total de 8 segundos.

Se crean 2 casos de estudio, donde para ambos se toma como referencia el ángulo de la barra slack (barra 2) y en base a esta referencia se mide el comportamiento de uno de los ángulos del sistema. Debido a que basta que uno de dichos ángulos sea inestable para que el sistema lo sea también y por simplicidad, se mide para todos los casos el ángulo del generador sincrónico 1 (δ_1).

- . **Caso A** Sale de operación la línea 2-4 y se observa el comportamiento de δ_1 para ambos tipos de turbina.
- . **Caso B** Sale de operación también la línea 4-5 se observa el comportamiento de δ_1 para ambos tipos de turbina.

3.3. Análisis y Comparación de Resultados

Se procede a exponer los resultados arrojados por las simulaciones de PSAT, con la metodología de trabajo ya explicada en la sección anterior.

3.3.1. Estabilidad de Pequeña Señal

Es importante señalar, que para los estudios de amortiguación realizados en esta sección se toma en cuenta como ρ_{previo} a un valor de cargabilidad menor al valor crítico para el cual ocurre la bifurcación de hopf en un generador jaula de ardilla, asegurando esto que el estudio sea realizado para condiciones estables para ambos generadores y así poder compararles correctamente. Además la amortiguación es la misma para cada par de autovalores, porque los mismos son complejos conjugados y por lo tanto poseen las mismas magnitudes real e imaginaria.

- . **Estudio en Estado Normal** Según el tipo de generador:

Generador de Jaula de Ardilla: La bifurcación de Hopf ocurre para un valor de $\rho = 0,979$. Los resultados obtenidos para los Modos Dominantes se muestran en la tabla (3.1).

Tabla 3.1: Modos Dominantes para el SCIG.

Modos de Oscilación Dominantes				
Nro de Autovalor	Variables		ζ	ρ_{previo}
18	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.000163	0.978
19	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.000163	

Generador Doblemente Alimentado: La bifurcación de Hopf ocurre para un valor de $\rho = 1,1004$. Igualmente se observa un resultado similar para los modos dominantes en la tabla (3.2)

Tabla 3.2: Modos Dominantes para DFIG.

Modos de Oscilación Dominantes				
Nro de Autovalor	Variables		ζ	ρ_{previo}
16	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.0311	0.978
17	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.0311	

. **Estudio en Estado de Contingencia:** Según el tipo de generador:

Generador de Jaula de Ardilla: La bifurcación de Hopf ocurre para un valor de $\rho = 0,869$. Los resultados obtenidos para los Modos Dominantes se muestran en la tabla (3.3)

Tabla 3.3: Modos Dominantes para SCIG en Contingencia.

Modos de Oscilación Dominantes				
Nro de Autovalor	Variables		ζ	ρ_{previo}
18	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.00021	0.868
19	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.00021	

Generador Doblemente Alimentado: La bifurcación de Hopf ocurre para un valor de $\rho = 0,988$. Igualmente en este caso existe un resultado similar para los modos dominantes en relación al caso anterior, en la tabla (3.4).

Es evidente que existen diferencias entre la capacidad de cargabilidad que tiene el sistema cuando esta trabajando con una u otra turbina. Mas claramente se puede observar en la Figura (3.6), donde en el eje vertical figuran los valores de ρ máximos alcanzados por el sistema cuando trabajaba con los respectivos generadores, el de Jaula de ardilla (Azul) y

el Doblemente Alimentado (Rojo). De manera que, basándose en los resultados arrojados se concluye que la participación de la turbina de viento con Generador Doblemente Alimentado favorece la respuesta estable del sistema de potencia, en lo que se refiere a cargabilidad máxima para una situación Normal y una de Contingencia.

Tabla 3.4: Modos Dominantes para el DFIG en Contingencia.

Modos de Oscilación Dominantes				
Nro de Autovalor	Variables		ζ	ρ_{previo}
16	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.0315	0.868
17	$e1q_{Syn1}$	Vf_{exc1}	0.0315	

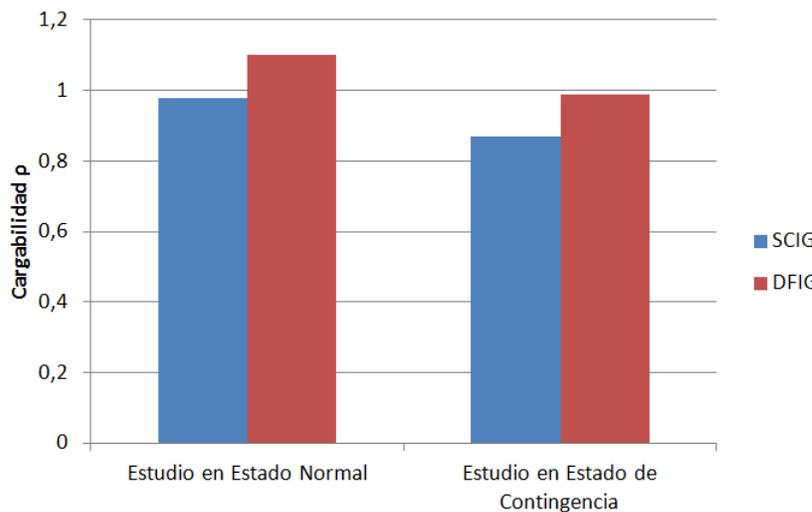


Figura 3.6: Cargabilidad ρ del sistema, según la Turbina usada.

. Estudio para Variaciones de Potencia El procedimiento para este estudio ya fue explicado, los resultados arrojados se muestran en la tabla 3.5 y en la tabla 3.6.

La amortiguación para cada caso se muestra en la Tabla 3.7. En la Tabla 3.7 ρ_{previo} es un valor de cargabilidad inferior al valor para el cual ocurre la bifurcación de ambas turbinas, para así poder comparar el desempeño de ambas correctamente.

Para entender un poco mejor la forma en que la cargabilidad varía de un Generador a otro, y también para compararlos, se puede observar la gráfica 3.7, de igual manera, para

Tabla 3.5: Valores arrojados de ρ al hacer un barrido de Potencia.

Generador de Jaula de Ardilla				
Potencia (p.u.)	Nro de Autovalor	Variables Asociadas		ρ
0.3	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.9704
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.4	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.979
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.5	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.984
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.6	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.9829
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.7	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.977
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.8	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.963
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.9	18	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	0.937
	19	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	

www.bdigital.ula.ve

Tabla 3.6: Valores arrojados de ρ al hacer un barrido de Potencia.

Generador Doblemente Alimentado				
Potencia (p.u.)	Nro de Autovalor	Variables Asociadas		ρ
0.3	16	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.09
	17	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.4	16	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.1004
	17	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.5	16	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.116
	17	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.6	15	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.124
	16	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.7	15	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.137
	16	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.8	14	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.1494
	15	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	
0.9	14	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	1.162
	15	$e1q_{syn1}$	Vf_{exc1}	

Tabla 3.7: Amortiguación para ambos generadores bajo los mismos valores de potencia generada.

Generador	DFIG	SCIG	
Potencia (p.u.)	ζ	ζ	ρ_{previo}
0.3	0.0290	0.00009	0.970
0.4	0.0318	0.000869	0.975
0.5	0.0342	0.000869	0.980
0.6	0.0370	0.000186	0.982
0.7	0.0409	0.000339	0.975
0.8	0.0476	0.000463	0.960
0.9	0.0573	0.00127	0.930

observar mas claramente el cambio en la amortiguación para cada turbina a medida que cambia la potencia se puede observar la figura 3.8.

De tal manera, se puede observar con claridad que las turbinas de velocidad variable basadas en DFIG, presentan características superiores en comparación a las turbinas eólicas basadas en generadores SCIG.

Se observa que según los primeros estudios, tanto en estado normal como en estado de contingencia la cantidad de carga que puede operar el sistema antes de presentar una bifurcación de hopf, es mayor cuando se dispone de un generador DFIG que cuando se dispone de un generador SCIG. Además, al simular la cargabilidad máxima que puede tolerar el sistema de forma estable, a medida que la potencia activa generada por la turbina eólica varía, se observa un crecimiento de la cargabilidad para ambas turbinas al principio pero a partir de 0.6 p.u. ocurre un punto de inflexión para la turbina de velocidad constante y empieza a disminuir la cargabilidad que se puede conectar al sistema para dicha turbina. En contraste, la turbina de velocidad variable mantiene continuamente un crecimiento en la cargabilidad máxima, y más aún, la cargabilidad con la que se puede operar teniendo la turbina DFIG siempre es mayor a la cargabilidad que puede permitirse la turbina SCIG para los mismos valores de potencia.

Cabe destacar también que los resultados arrojaron una diferencia considerable entre la amortiguación que pueden proveer ambas turbinas, teniendo la turbina de velocidad variable una gran superioridad en lo que se refiere a la amortiguación, pudiéndose observar este fenómeno numéricamente en las tablas (3.1)-(3.4) y gráficamente en la Figura 3.8.

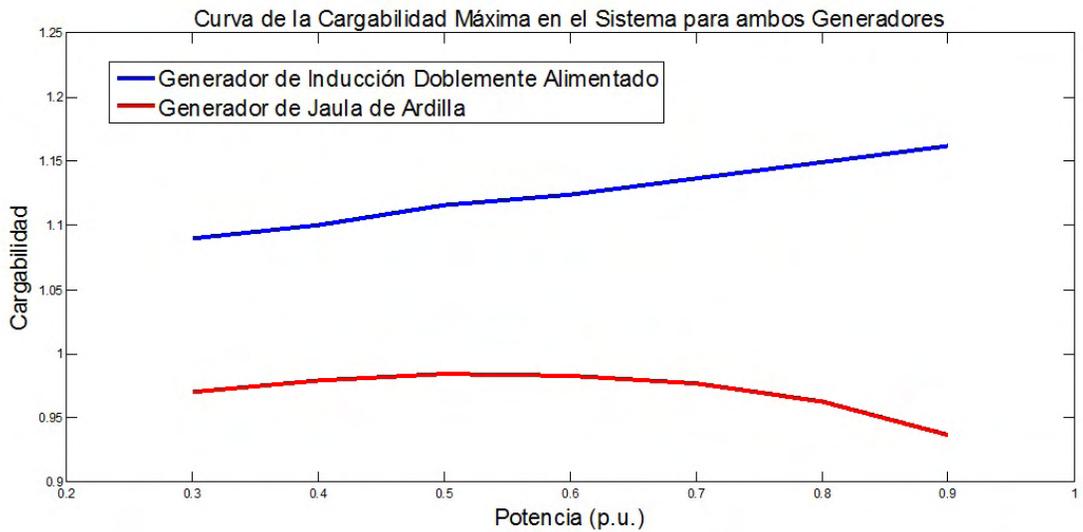


Figura 3.7: Comportamiento de la cargabilidad ρ para ambos tipos de generadores.

www.bdigital.ula.ve

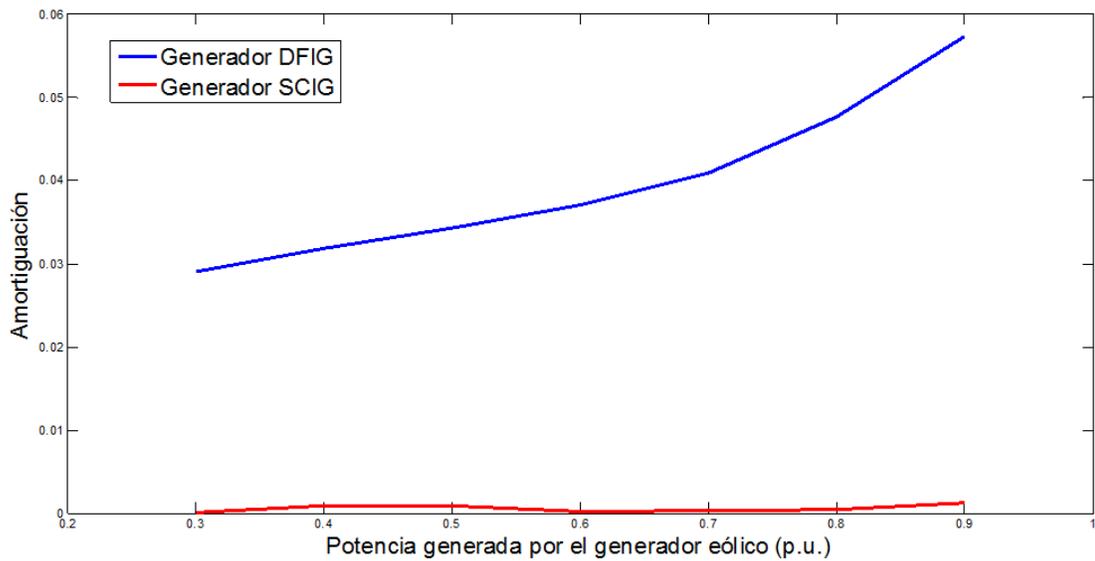


Figura 3.8: Comportamiento de la amortiguación ζ para ambos tipos de generadores.

El contraste es tanto evidente como decisivo, e indica que la contribución desde el punto de vista de la estabilidad de pequeña señal, es muy superior por parte de las turbinas de velocidad variable DFIG en comparación con las turbinas de velocidad constante SCIG.

3.3.2. Estabilidad Transitoria

En esta parte se muestran los gráficos arrojados por los estudios, de forma que permitan comparar con facilidad el comportamiento de cada tipo de generador. A partir de cierto valor de tiempo, se presentó sucesivamente inestabilidad numérica, por lo que la simulación se llevo a cabo dentro del margen de tiempo donde los resultados presentaban un comportamiento de interés.

. **Caso A** Desconectada la línea 2-4 se observa una respuesta similar para ambas turbinas, los resultados se muestran en la Figura (3.9).

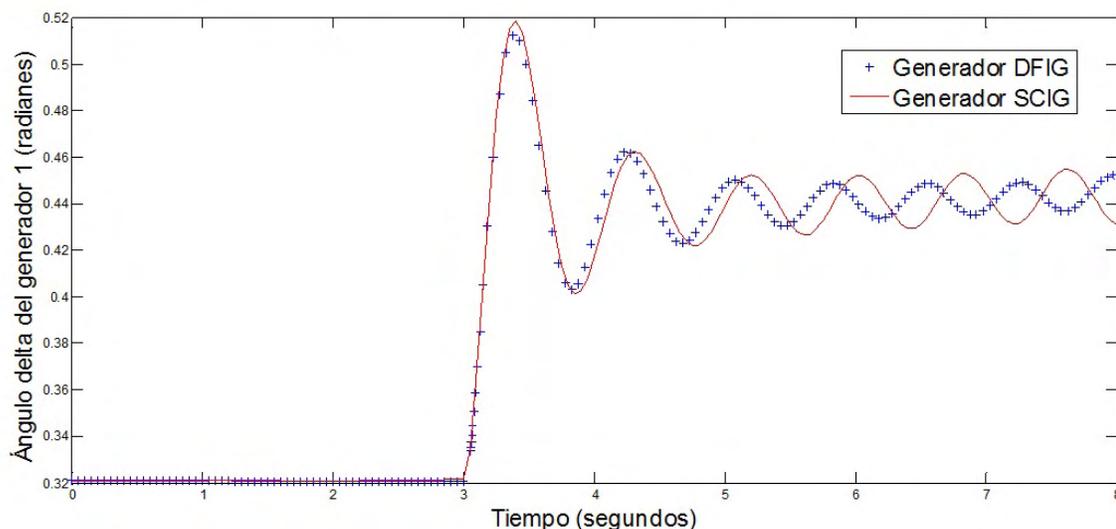


Figura 3.9: Comportamiento del ángulo δ_1 para ambos tipos de generadores.

. **Caso B** Se toma el caso estándar ya explicado y se desconecta la línea 4-5. Los resultados se muestran en la Figura (3.10):

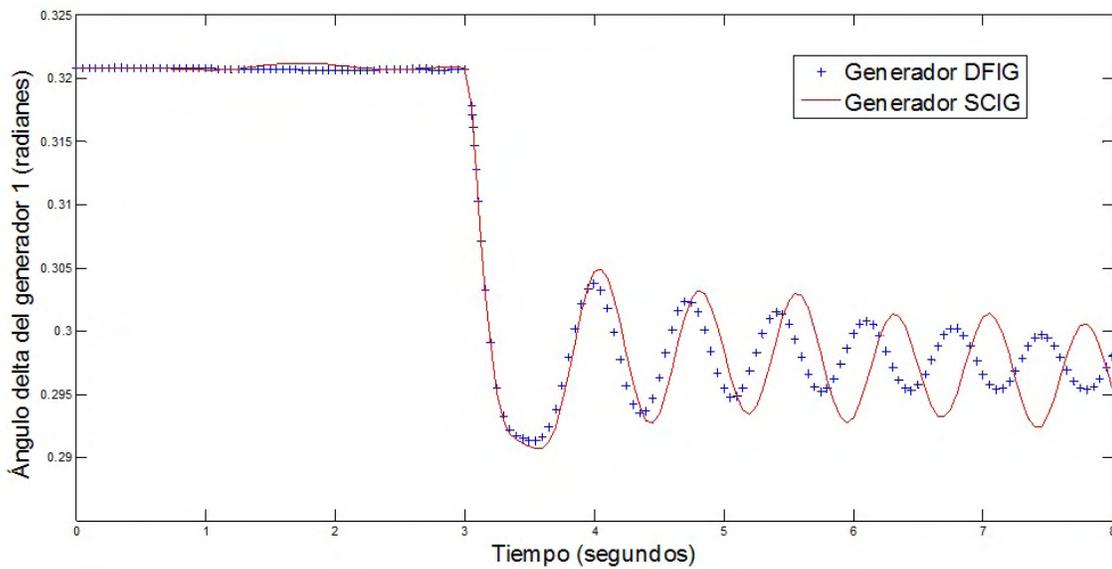


Figura 3.10: Comportamiento del ángulo δ_1 para ambos tipos de generadores.

Tanto para el caso A como para el caso B se observa un comportamiento bastante similar, siendo oscilatorias por falta de suficiente amortiguamiento debido a que trabajan cerca de la bifurcación de Hopf, sin embargo por inspección se observa que la respuesta del generador DFIG es más amortiguada y tiende a disminuir su oscilación con el tiempo, caso contrario al generador SCIG. Cabe destacar que aunque más amortiguada, la variación del ángulo δ_1 del generador DFIG en el Caso A, tiende a tomar valores más elevados que los del otro generador y esto es porque a partir de este tiempo es que se presentan rasgos de inestabilidad numérica. De modo que la respuesta del generador DFIG para la misma cargabilidad, tiende a ser más estable en comparación a la respuesta del generador SCIG.

Es evidente que el Generador de Inducción Doblemente Alimentado tiene grandes prestaciones en comparación con el Generador de Jaula de Ardilla. A todo esto hay que agregarle el hecho de que en comparación al generador SCIG, se puede controlar mucho mejor y más fácilmente la potencia activa generada con el generador DFIG, entre otras características. Esta capacidad del DFIG se traduce en un control superior de el flujo de potencia, siendo esto una cualidad muy deseada para la estabilidad de los sistemas de potencia y de hecho, una de las características del DFIG más aplicadas por los esquemas de control para mejorar la estabilidad del sistema.

Finalmente, como análisis general, se concluye que el desempeño de las turbinas de velo-

cidad variable es superior en su contribución a la estabilidad del sistema en comparación al desempeño de las turbinas de velocidad constante. Esto es un resultado satisfactorio, congruente con la teoría y con diversos estudios anteriores. Además explica la tendencia en el mercado a cambiar a la tecnología de velocidad variable, una tendencia con gran impulso actualmente y a futuro.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 4

Esquemas de Control para Mejorar la Respuesta Dinámica de los Generadores Eólicos

Debido a la necesidad actual de mejorar la estabilidad ante los rápidos cambios en la estructura de los sistemas de potencia, cambios como el reciente y rápido aumento en la penetración de la energía eólica en los sistemas, desde el mundo académico se ha investigado arduamente para desaparecer la inestabilidad o al menos mejorar la respuesta de un sistema dado.

En este capítulo se presentan los esquemas de control para mejorar la respuesta dinámica de los generadores eólicos que son más típicos en la literatura. Se da un breve resumen de dichos esquemas de control, con el fin de dar una idea al lector de la diversidad de enfoques con que se ha abordado el reto de la estabilidad, así como también de la gran efectividad que tienen estos métodos de control para mejorar la respuesta de los sistemas de potencia.

4.1. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal y Control Óptimo de una Turbina de Viento con un Generador de Inducción Doblemente Alimentado

Artículo realizado por F.Wu, X.-P Zhang, K. Godfrey y P.Ju

En esta sección se dará un recorrido por las ideas principales presentadas por Wu *et al*,

en su artículo “Análisis de Pequeña Señal y control Óptimo de una Turbina de Viento con un Generador de Inducción Doblemente Alimentado”. Este trabajo propone un innovador método de control coordinado para turbinas de velocidad variable DFIG basado en un algoritmo evolucionario inspirado en distintos comportamientos sociales de grupo. Este algoritmo conocido como “Optimización por Enjambre de Partículas” (PSO, por sus siglas en inglés) fue introducido en 1995 y simula comportamientos similares a los existentes en las bandadas de aves o los enjambres de abejas.

En dicho método cada insecto es una partícula que representa una solución candidata al problema. Estas partículas se introducen en el espacio de problema y van cambiando tanto de posición como de velocidad de movimiento en búsqueda de la solución óptima al problema. Dicha solución sería la optimización de los 10 parámetros bajo control; esto es, controlar coordinadamente los valores de todos los parámetros de manera que los autovalores del sistema se alejen lo más posible del eje vertical del plano complejo, es decir colocar el valor real de los autovalores, lo más negativo posible. Resultando en el incremento del amortiguamiento del sistema mejorando así su estabilidad de pequeña señal. Los parámetros sujetos a control son originarios de los dos controladores que manipulan las dinámicas eléctricas de la turbina, dichos controladores son:

- **Controlador del Convertidor del Lado Rotórico**

- **Controlador del Convertidor del Lado de la Red**

El método ejerce control sobre estos parámetros mediante una estrategia de búsqueda de la solución que consta de cuatro pasos que se describen a continuación:

“Paso 1 : Inicialización: Se Generan un grupo de partículas donde cada una es una solución candidata al problema.

Paso 2 : Evaluación : Esto es para calcular el valor de desempeño (fitness value) de cada partícula.

Paso 3 : Criterio de Parada: Si alguno de los criterios de parada es satisfecho, el algoritmo se detiene, de lo contrario sigue al paso 4.

Paso 4 : Actualización de velocidades y posiciones. De acuerdo al valor de desempeño, se usan diferentes operadores en diferentes algoritmos para actualizar la posición de las partículas, de manera de seguir buscando en otras áreas del espacio. ”

En el paso 4 se encuentra la principal distinción entre este método y otros algoritmos evolucionarios. Hay que resaltar que parte importante de dicha distinción radica en las ecuaciones de movimiento y posición de las partículas (Ecuaciones 4.1 y 4.2):

$$v_{i,j}(t+1) = w(t) * v_{i,j}(t) + c_1 r_1 (x_{i,j}^* - x_{i,j}(t)) + c_2 r_2 (x_j^{**} - x_{i,j}(t)) \quad (4.1)$$

$$x_{i,j}(t+1) = x_{i,j}(t) + v_{i,j}(t+1) \quad (4.2)$$

Donde $i = 1, 2, \dots, n$, $j = 1, 2, \dots, m$; n es el número de partículas en cada grupo; m es el número de miembros en una partícula; $v_{i,j}(t)$ y $v_{i,j}(t+1)$ son las velocidades del miembro j en la partícula i en el tiempo t y $t+1$ respectivamente, w es el factor de ponderado de la velocidad, c_1 y c_2 son las constantes aceleradoras; r_1 y r_2 son números aleatorios entre 0 y 1; $x_{i,j}(t)$ y $x_{i,j}(t+1)$ son las posiciones actuales de los miembros j en la partícula i en el tiempo t y $t+1$ respectivamente; $x_{i,j}^*$ es la mejor posición que ha logrado la partícula i hasta el momento, se le llama pmejor (pbest); x_j^{**} es la mejor posición que ha sido obtenida por cualquier partícula dentro del grupo, es la solución potencial al problema y es llamada gmejor (gbest).”

Siendo la ecuación 4.1 la ecuación de velocidad, la cual determina la dirección y velocidad en que cambia de posición una partícula y 4.2 la ecuación de posición, y de manera similar esta ecuación determina las nuevas posiciones de las partículas en relación con las previas, de forma que se utilizan un número determinado de partículas y todas exploran el espacio buscando la mejor solución pero dicha búsqueda se ve influida por la última mejor posición. Estas características le confieren al método de control basado en PSO una rápida velocidad de convergencia y una alta posibilidad de encontrar la solución global óptima al problema, siendo estas dos sus principales ventajas.

4.2. Regulación Coordinada de Frecuencia para plantas de energía eólica basadas en Generador de inducción doblemente alimentado.

Artículo realizado por Z.-S. Zhang, Y.-Z. Sun, J. Lin y G.-J. Li

El estudio de la Regulación Coordinada de Frecuencia para plantas de energía eólica basadas en Generador de inducción doblemente alimentado, presentado en el artículo de Zhang, Z.-S *et al* se trata una estrategia de control de frecuencia fundamentada en el aprovechamiento de la inercia que las turbinas de viento basadas en generadores DFIG no utilizan debido a su desacoplamiento de la red.

Partes Componentes del Control

Así, se propone un control coordinado utilizando tres eslabones importantes:

- Control Inercial

- Control de la velocidad del rotor

- Control de ángulo de las aspas

El primero está pensado principalmente para actuar durante el transitorio de una caída de frecuencia del sistema. Este tipo de control ya había sido propuesto en otros trabajos, el aporte de este trabajo es introducir nuevas maneras de calcular los parámetros del mismo para que sea más eficiente y eficaz. Básicamente este eslabón de control inyecta rápidamente una gran cantidad de inercia “escondida” que posee la turbina, con el objetivo de dar una respuesta rápida a la caída de frecuencia y de dar tiempo a los dos siguientes eslabones, que son más lentos pero más eficaces a la larga.

El segundo eslabón consiste en trabajar fuera de la curva de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), que es lo que se hace tradicionalmente. En la medida de lo posible el rotor trabajará a sobre velocidad y entregando una potencia menor a la máxima que puede entregar, manteniendo así una reserva de potencia e inercia. Cuando ocurre la caída de frecuencia del sistema, el controlador libera dicho diferencial de potencia y el rotor desacelera, contribuyendo a estabilizar la frecuencia.

El tercer eslabón consiste en controlar el ángulo de inclinación de las aspas, una característica que permite intervenir en la cantidad de potencia que puede disponerse del viento

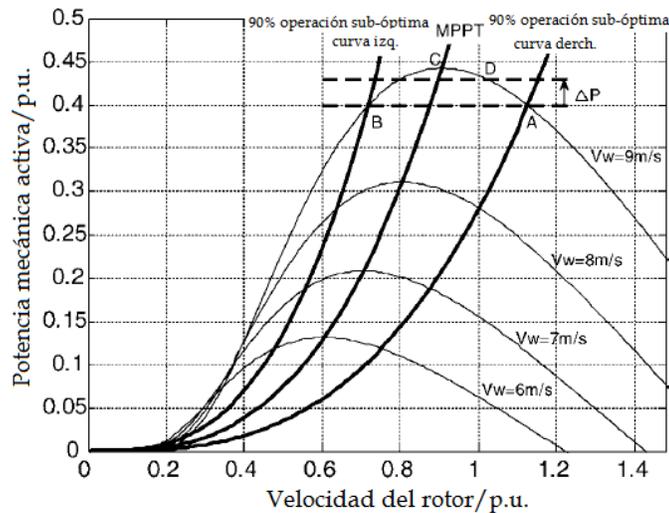


Figura 4.1: Curvas de Operación Sub-Óptima de la turbina. (Zhang, Z.-S., et al. (2012,enero) .*Sub-Optimal Operation*.[Figura]).

y por tanto, utilizarse para controlar la frecuencia.

Control Coordinado

El control inercial cumple su función principal en el transitorio de la caída de frecuencia; los demás eslabones entran en juego después. El método propone trabajar en tres regiones, a baja, media y alta velocidad del viento. Las velocidades específicas en las que se dividen estas regiones dependen de cada caso y su valor exacto es irrelevante para entender la generalidad del principio de control.

A baja velocidad, el sistema de control únicamente activa el control de la velocidad del rotor, que se encuentra girando a sobre velocidad (respecto a la curva MPPT) y por tanto tiene una reserva de potencia activa latente para utilizarse, es decir, se encuentra trabajando a nivel sub óptimo. Esto puede observarse en la Figura 4.1. En el momento en que es activado, el control libera esta potencia y ralentiza el rotor.

A velocidad media, no basta con el control de velocidad del rotor porque este tiene una velocidad máxima que lo limita y por ende limita la potencia almacenable. Aquí, además del control de velocidad, se activa el control de ángulo de las aspas para poder asistir al primero. El trabajo coordinado de ambos lleva a la turbina a un punto de equilibrio.

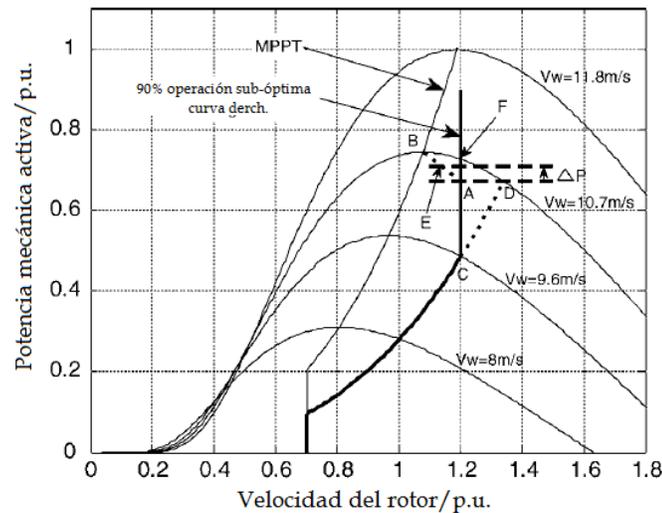


Figura 4.2: Curvas de Operación de la Turbina. La velocidad del rotor está limitada a 1.2 p.u. (Zhang, Z.-S., et al. (2012,enero) .90% sub-optimal curve considering the rotor speed limitation.[Figura]).

A velocidad alta, el control de velocidad del rotor no contribuye porque está limitado por su máxima velocidad. Por lo que se fija la velocidad en este límite y se activa solamente el control de ángulo de las aspas. Dependerá únicamente de este último en contribuir a controlar la frecuencia. Estos últimos dos procesos pueden visualizarse mejor mediante la Figura 4.2.

La potencia activa es la variable que se controla para poder contribuir al control de la frecuencia y el control de la misma se hace mediante todas las maniobras descritas; ya sea manipulando la velocidad el rotor mediante el convertidor de potencia, o inyectando más potencia mecánica mediante el control de ángulo de las aspas. La coordinación de todos estos persigue aprovechar la inercia desperdiciada en las turbinas basadas en DFIG y así hacer más estable el sistema de potencia.

Finalmente debido a la gran penetración que está teniendo la energía eólica en los sistemas de potencia en todo el mundo, el control de la frecuencia se ha convertido en un asunto importante para ser considerado. Anteriormente, cuando había poca o nula penetración de la energía eólica, las plantas termales y los generadores sincrónicos bastaban para controlar las variaciones peligrosas de frecuencia.

Hoy en día, se proyecta una penetración mayor y estas viejas usanzas ya no son alternativas viables. En algunos lugares como China, se ha optado por reducir la potencia que entregan las turbinas al sistema, porque las turbinas trabajando dentro de la curva MPPT no tienen un margen de regulación de frecuencia. Con esta estrategia se asegura la seguridad del sistema pero se pierden grandes cantidades de potencia.

De manera que con el método de control propuesto en este trabajo, se pretende utilizar esa potencia perdida, como una reserva de potencia que más bien contribuiría a estabilizar la frecuencia. Esto genera una situación beneficiosa para las empresas eólicas y de distribución de energía, ya que respectivamente: Se aprovechan mejor desde el punto de vista comercial, las capacidades energéticas del viento vendiendo estas reservas de energía y se evitan grandes costos en otros equipos para controlar la frecuencia. Es una situación ganar-ganar para ambas partes y en esto radica su principal ventaja.

4.3. Turbinas de Velocidad Variable para el Mejoramiento de la Estabilidad del Sistema de Potencia.

Artículo realizado por Nayeem Rahmat Ullah y Torbjörn Thiringer

En este trabajo se investiga la posibilidad de mejorar la estabilidad de voltaje y transitoria del sistema de potencia, utilizando la gama de convertidores de potencia con los que vienen provistas las turbinas de velocidad variable DFIG o basadas en Generadores de Imán permanente. Debido a que existe un precedente en la utilización de convertidores de potencia como los STATCOM y los STATVAR para ayudar a la estabilidad de los sistemas de potencia, este artículo propone hacer uso de los convertidores de potencia ya utilizados en las turbinas de velocidad variable, para contribuir también a la estabilidad del sistema.

Dando un uso más diverso al hardware ya disponible, como los STATCOM ya muy frecuentes en las turbinas de velocidad variable, para controlar la potencia activa y reactiva que inyecta la turbina a la red y así contribuir a la estabilidad.

Para controlar dichas variables se agregan a los algoritmos ya existentes en los convertidores de potencia, nuevos algoritmos diseñados para hacer actuar adecuadamente a los

convertidores en caso de que el sistema presente caídas de voltaje o inestabilidad transitoria, por lo que no hay que agregar nuevos equipos para hacer estas mejoras.

El principal beneficio de esta propuesta es el poder dar uso a la capacidad de control latente en las plantas de generación eólica ya instaladas, siendo una solución de aplicación casi inmediata y sin costo extra alguno. Además, debido a que las turbinas de velocidad variable son las que están afianzándose en el mercado, este método de control aprovecha esta tendencia.

4.4. Retos en el Manejo de frecuencia en los Sistemas de Potencia

Artículo realizado por Lei Wu y David Infield.

En este trabajo los autores pretenden dar uso a la inercia sin utilizar inherente a los parques eólicos. Mediante un abordaje Probabilístico se pretende determinar con mayor exactitud la cantidad de inercia disponible en las granjas eólicas que conforman un sistema de potencia.

Con esta estimación más exacta, se propone hacer uso de esta inercia para contribuir al control de la frecuencia cuando ocurren caídas de la misma, como por ejemplo cuando se pierde una gran cantidad de generación repentinamente.

De esta manera se pretende mejorar el mínimo de frecuencia alcanzada luego de un evento (nadir) y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) que se presenta cuando este ocurre. Estos objetivos corresponden a mantener la frecuencia lo más controlada posible para que el sistema no vaya a entrar en una condición inestable.

Fundamentalmente, y aunque de manera indirecta, la variable que este método propone controlar es la inercia que pueden aportar las turbinas eólicas de velocidad variable. Esto se hace mediante los controladores ya instalados en las mismas, pero no es sencilla su aplicación debido a que no se dispone de información precisa respecto a la inercia total del sistema y como esta pueda estar variando.

Debido a la variabilidad de la generación eólica conectada al sistema, a la variabilidad del viento (tanto en velocidad como en patrones geográficos) y a los cambios constantes en

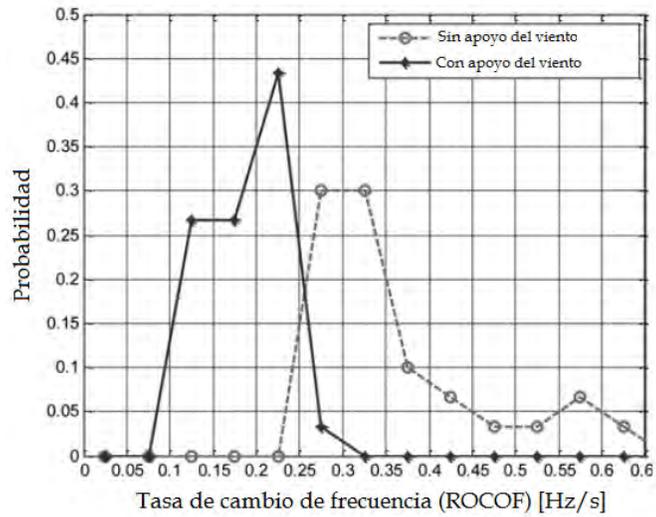


Figura 4.3: Función de probabilidad de la tasa de Cambio de la frecuencia (ROCOF) luego del evento, con (sólido) y sin (cortado) contribución inercial (Wu, L., Infield, D.(2014,Julio) .*Probability density function of ROCOF 0.1 s after event*. [Figura]).

www.bdigital.ula.ve

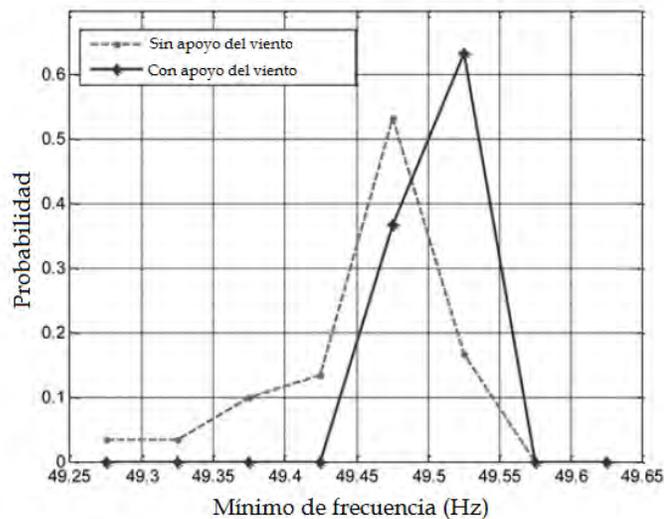


Figura 4.4: Límite Mínimo de frecuencia (nadir) alcanzado después del evento, con y sin la contribución inercial en líneas sólida y cortada respectivamente (Wu, L., Infield, D.(2014,Julio) .*Probability density function of nadir*. [Figura]).

la inercia de la generación convencional (determinados por los cambios en la carga, entre otros), ha sido un reto considerable hacer uso de la inercia con la que pueden contribuir los parques eólicos a la estabilidad. Este artículo no propone formalmente un método de control de las turbinas, sino un método para disponer de información apropiada para ejercer un control más efectivo y aprovechar un recurso inexplorado. Estimando adecuadamente la inercia que se encuentra realmente a disposición para ser utilizada de manera segura, es complejo pero estos autores proponen hacerlo mediante un modelo espacial del viento ya validado en trabajos parecidos, además de presentando una extensión mejorada de un método probabilístico ya propuesto por ellos con anterioridad.

Para tales fines se proyecta la capacidad eólica instalada en Gran Bretaña para el año 2020, y en base a esto y a datos meteorológicos recogidos en las 17 regiones que componen el estudio, se hicieron estimaciones sobre cuáles serían los patrones de viento más probables por región en dos épocas del año específicas; a las 6 am en verano y a las 6 am en invierno; siendo estos dos momentos del año elegidos en especial, porque es cuando es más probable que la mayor cantidad de plantas de generación convencional no estén generando y por lo tanto el momento más vulnerable en caso de ocurrir una caída de frecuencia. Algunos de sus resultados pueden verse en las Figuras 4.3 y 4.4.

Finalmente, la principal ventaja de este interesante tratamiento del problema, es que está haciendo uso de un recurso que ya se encuentra allí instalado pero que está siendo desaprovechado. Especialmente porque busca dar una visión más real de la capacidad de contribución de dicho recurso y su variación en el tiempo y espacio; permitiendo realizar planificaciones más exactas para contribuir a una mayor seguridad del sistema.

4.5. Diseño de un Controlador Óptimo de una Turbina Eólica con Generador de Inducción Doblemente Alimentado para la Mejora de la Estabilidad de Pequeña Señal

Artículo realizado por L. Yang, G.Y. Yang, Z. Xu, Z.Y. Dong, K.P. Wong

En este artículo se propone el control Multi-Objetivo optimizado de una turbina eólica con generador DFIG mediante un algoritmo basado en Evolución Diferencial (DE, por sus siglas en inglés). Además plantea realizar esta optimización para varias condiciones

de operación (por ejemplo, varias velocidades del viento). El algoritmo de evolución diferencial es un miembro relativamente nuevo de la familia de algoritmos evolucionarios (EA) y fue presentado en el periodo 1994-1996 por Storn y Price, en Berkeley.

El algoritmo de evolución diferencial utiliza una cantidad de NP vectores de dimensión D como población inicial, donde D es la cantidad de parámetros o variables que desean optimizarse. Esto sería el proceso de la inicialización. En base a esta población inicial, el algoritmo genera aleatoriamente diferencias entre varios miembros de la población; y aquí es donde está la clave del algoritmo, que aprovecha las diferencias entre los vectores. El proceso conocido como mutación consiste en multiplicar estas diferencias por un factor fijo F y añadir las a un vector elegido aleatoriamente dentro de la población, obteniendo vectores *mutantes*.

Con estos vectores mutantes, se entra en el proceso de la recombinación, que consiste en combinar aleatoriamente estos vectores mutantes con miembros de la población. El resultado de esto es una nueva generación de vectores, denominados vectores de prueba.

El último paso, denominado selección, radica en comparar los vectores de prueba con el vector objetivo del algoritmo. Si los vectores de prueba están más cerca del objetivo, reemplazan a sus predecesores y se convierten en la nueva población; de lo contrario son descartados y continúa el proceso de mutación/recombinación.

Para su aplicación en la optimización del control de las turbinas eólicas, se toman varios parámetros pertenecientes a todo el sistema de control eléctrico de la turbina, ya sea del lado rotórico o del lado estático. Se realizaron dos simulaciones en este artículo, una para un sistema máquina-barra infinita y otra para un sistema multi-máquina. La segunda tiene mayor cantidad de parámetros que optimizar, pero el principio de control es el mismo. Las variables que se controlan para ser optimizadas en la primera simulación son $X = [K_{P\omega}, T_{I\omega}, K_{Pir}, T_{Iir}, K_{Pv}, T_{Iv}, K_{PIL}, T_{IL}]$.

Estos parámetros pasan a formar los vectores, y el algoritmo viaja en el espacio de búsqueda, pesquisando los valores y combinaciones de parámetros que obtengan un resultado óptimo para los objetivos que se plantearon, que son mejorar amortiguamiento del sistema y establecer un margen de estabilidad considerable en el proceso.

Debido a que las funciones multi-objetivo a veces pueden ser contradictorias, se utiliza una técnica para esto llamada *método de restricción- ϵ* . Este método retiene el margen de estabilidad como el objetivo, mientras restringe la tasa de amortiguamiento dentro de un valor predefinido. Luego, se usa el método de sanciones adaptativas para poder manejar las restricciones ya explicadas, dentro del algoritmo DE.

Las simulaciones obtuvieron resultados favorables en cuanto a los objetivos planteados; el amortiguamiento y el análisis de autovalores mostraron que el método de control propuesto era más efectivo que métodos ya utilizados en la industria como el de ubicación de polos.

La principal ventaja de esta propuesta radica en varios aspectos. El primero es el hecho de que plantea una estrategia para realizar optimizaciones con varios objetivos a la vez. El segundo es que se hace este análisis para múltiples condiciones de operación, algo que se ha obviado en varios trabajos similares. Y el último es la sencillez y aplicabilidad de este algoritmo, cualidades por las que ya era bien conocida la Evolución Diferencial.

www.bdigital.ula.ve

CONCLUSIÓN

Respecto al objetivo general de este trabajo de grado, se logró hacer una comparación exitosa de los efectos en la estabilidad transitoria y de pequeña señal, de los generadores eólicos de velocidad variable y velocidad constante. Es evidente la diferencia entre el impacto de los generadores de velocidad variable y los de velocidad constante, teniendo como resultado concluyente que los generadores DFIG se desempeñan mucho mejor que los generadores SCIG, en cuanto a la contribución que cada generador aporta a la estabilidad.

El estudio de las tecnologías existentes para mejorar la respuesta dinámica de los generadores eólicos ante contingencias se realizó mediante el análisis de varios artículos de investigación relativos al tema, y se encontraron diversidad de esquemas de control que no solo permiten salvar las desventajas que pueda tener la generación eólica, sino también contribuir a mejorar aún más la estabilidad del sistema, aprovechando para tales efectos el potencial sin explotar de la electrónica de potencia existente en las turbinas de velocidad variable.

Se realizaron análisis modales del sistema de potencia, usando diferentes modelos de turbinas eólicas, en estado normal y con contingencias mientras se variaba la cargabilidad del sistema, obteniéndose un sistema con mejor respuesta cuando estaba conectada la turbina de velocidad variable. Estos análisis permitieron identificar las bifurcaciones de Hopf pertinentes al estudio de autovalores del sistema. Siguiendo esta estrategia, se simuló y analizó la respuesta dinámica del sistema igualmente para ambas turbinas tanto en estado normal como en contingencia, resultando nuevamente en una respuesta mejor amortiguada para el sistema conectado a la turbina de velocidad variable en comparación al sistema conectado a la de velocidad constante.

Como discusión de las diferencias encontradas respecto al efecto en la estabilidad de las diferentes tecnologías de generación eólica estudiadas, específicamente en la estabilidad

de pequeña señal y estabilidad transitoria, se puede establecer como conclusión definitiva que la tecnología eólica basada en el generador de inducción doblemente alimentado no solo presenta un mejor desempeño en comparación a su equivalente basada en el generador de jaula de ardilla, sino que su contribución en general a la estabilidad del sistema está abierta a mejoras y está de hecho continuamente mejorando por medio de la investigación.

Es decir, el generador eólico de velocidad variable, en comparación a su análoga de velocidad constante, es la mejor opción actualmente y representa el futuro en este campo; siendo esta una conclusión importante desde el punto de vista de la ingeniería eólica en Venezuela, ya que esta no se encuentra muy desarrollada en el país pero existen propuestas para cambiar esa realidad, de modo que es de utilidad saber de antemano a que tiende el desarrollo tecnológico para que en su debido momento cuando la nación invierta en esta tecnología, dicha inversión sea fructífera y coherente con la tendencia que rige el futuro de la energía eólica a nivel mundial.

Respecto al aporte del presente trabajo al campo de estudio de la estabilidad de los sistemas de potencia, en lo que a energía eólica se refiere, se considera que en esta obra se propone una ruta de estudio modesta pero sólida en el estudio de las energía eólica dentro de la Universidad de los Andes, ya que con los resultados de este estudio se demuestra cual generador de los estudiados es superior en su contribución a la estabilidad, predisponiendo el camino para que investigaciones futuras puedan concentrarse en proponer mejoras a la actual tecnología o a evaluar nuevos estudios comparativos entre los tipos de generador más recientes. De esta manera se ahorra tiempo y trabajo de futuros compañeros de estudios, que podrán apoyarse en el presente trabajo para hacer estudios mas ambiciosos y obtener resultados de mayor relevancia.

Como propuestas de investigación a futuro se considera apropiado un estudio similar al presentado en este trabajo pero adaptado a la red de potencia de Venezuela. También sería interesante y útil hacer un estudio comparativo del impacto en la estabilidad que los distintos tipos de generadores de velocidad variable puedan ocasionar a la estabilidad del sistema de potencia.

RECOMENDACIONES

Como recomendaciones se sugiere aumentar el uso de softwares de programación dentro de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de Los Andes, sobre todo aquellos basados en C y C++, ya que es de gran utilidad dominar estos lenguajes cuando el estudiante desea inmiscuirse en la investigación con softwares de simulación. Además se recomienda incluir una cátedra de energías alternativas dentro de nuestro pensum, ya que es un tópico sumamente interesante como también de gran interés para los años venideros.

Añadido a esto, se recomienda establecer un sistema en el que los tesis sean corregidos en varias etapas, entregando determinados capítulos en fechas límite específicas. En opinión del autor esto ayudaría al estudiante a organizar mejor el tiempo y a concentrarse en actividades específicas por vez, aumentando así el rendimiento y la calidad del trabajo final.

Además sería de gran utilidad agregar una cátedra de metodología, la cual podría ser inscrita automáticamente al inscribir la tesis y servir de soporte teórico para las consultas de los estudiantes, aliviando así la carga del tutor y agilizando el trabajo.

El autor considera que podrían cambiarse las normas APA (Asociación Americana de Psicología) vigentes actualmente en la escuela de Ingeniería Eléctrica, por las normas IEEE, preparando así al estudiante para futuros trabajos académicos relacionados con la carrera. Además, por motivos ecológicos, podría considerarse reducir el interlineado de 1.5 (actual) a interlineado sencillo.

REFERENCIAS

- Chapman, S.(2012).*Máquinas Eléctricas*.(5ta ed). México: McGraw-Hill.
- Galvis, J.(2010).*Aplicación de la Teoría de Bifurcaciones al Análisis de Estabilidad de un Sistema de Potencia*.Documento para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia.
- Kundur, P., Paserba, J.,Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N.,Hill, D.,Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V.(2004,mayo) “Definition and Classification of Power System Stability”.*IEEE Transactions on power Systems*,2,(19),pp.1387-1401.
- Kundur, P.(1994).*Power System Stability and Control*.Ontario,Canadá: McGraw-Hill.
- Lab-Volt(2011).*Principles of Doubly-Fed Induction Generators (DIFG)*.Manual Técnico.Canadá.
- Milano, F.(2008).*PSAT,Power System Analysis Toolbox*.Manual de trabajo del Software. University College Dublin. Irlanda.
- Muñoz, J.C., Cañozares, C.A.(2011,Marzo).“Comparative Stability Analysis of DFIG-based Wind Farms and Conventional Synchronous Generators”. *Power Systems Conference and Exposition*,7 pág.
- Milano,F. Website: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>.(Consultado Diciembre 2014).
- Novozhilov,A. Website: <https://www.ndsu.edu/pubweb/~novozhil/Teaching/484%20Data/17.pdf>.(Consultado Febrero 2015).
- Saadat, H.(1999).*Power System Analysis*. Estados Unidos: McGraw-Hill.
- Sloomweg, J.(2003).*WIND POWER. Modelling and Impact on Power System Dynamics*.Tesis Doctoral. Technische Universiteit Delf. Países Bajos.
- Ullah, N.R., Thiringer, T.(2007,marzo) “Variable Speed Wind Turbines for Power System Stability Enhancement”.*IEE Transactions on Energy Conversion*,22,(1),pp.52-60.

- Wu, F., Zhang, X.P., Godfrey, K., Ju, P. (2007, enero) "Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator". *IET Gener. Transm. Distrib.*, 1, (5), pp. 751-760.
- Wu, L., Infield, D. (2014, Julio) "Power System frequency management challenges- a new approach to assessing the potential of wind capacity to aid system frequency stability". *IET Renew. Power Gener.*, 8, (7), pp. 733-739.
- Yang, L., Yang, G.Y., Xu, Z., Dong, Z.Y., Wong, K.P. (2010, enero) "Optimal Controller design of a doubly-fed induction generator wind turbine system for small signal stability enhancement". *IET Gener. Transm. Distrib.*, 4, (5), pp. 579-597.
- Zhang, Z.-S., Sun, Y.-Z., Lin, J., Li, G.J. (2012, enero) "Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants". *IET Renew. Power Gener.*, 6, (1), pp. 38-47.

www.bdigital.ula.ve