



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Simulación de la influencia de la generación de energía eólica en la estabilidad transitoria

Joseph Camilo Sosapanta Salas

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Colombia
2023

Simulación de la influencia de la generación de energía eólica en la estabilidad transitoria

Joseph Camilo Sosapanta Salas

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Directora:

Ing. Belizza Janet Ruiz Mendoza, Ph.D.

Línea de Investigación:

Sistemas Eléctricos de Potencia

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados (GIPEM)

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2023

Resumen

Simulación de la influencia de la generación de energía eólica en la estabilidad transitoria

La transición energética está transformando el funcionamiento y operación de los sistemas eléctricos de potencia, provocando así que se diversifique la matriz energética a través de la inclusión de diferentes fuentes de generación de energía eléctrica. Este documento describe los impactos de la energía eólica sobre la estabilidad transitoria del sistema de potencia, empleando un sistema de prueba de nueve barras y analizando diferentes localizaciones de las fallas. A partir de los resultados se encontró que, en general, las oscilaciones de las posiciones angulares del rotor crecen en la medida que se incrementa el nivel de participación de energía eólica. También, teniendo en cuenta que los indicadores de estabilidad bajos representan buenos márgenes de estabilidad, se encontró que para los diferentes escenarios de participación de energía eólica, la estabilidad transitoria es susceptible a la localización de las fallas.

Palabras clave: dinámica del sistema de potencia, ecuaciones diferenciales algebraicas, estabilidad del sistema de potencia, fuentes de energía renovable, integración a la red de energía eólica.

Abstract

Simulation of the influence of wind power generation on transient stability

The energy transition is transforming the functioning and operation of the electric power system, thus causing the energy mix to diversify through the inclusion of different electricity generation sources. This document describes the impacts of wind power on the power system transient stability, using a nine-bus test system and analyzing different fault locations. From the results it was found that, in general, the oscillations of the rotor angular positions grow as the level of participation of wind power increases. Also, considering that low stability indicators represent good stability margins, it was found that for the different wind power participation scenarios, transient stability is susceptible to fault location.

Keywords: power system dynamics, differential algebraic equations, power system stability, renewable energy sources, wind power grid integration.

Contenido

Resumen	iii
Abstract	iii
1 Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Revisión de la literatura	2
1.3 Contribuciones	3
1.4 Metodología	3
1.5 Organización del documento	3
2 Energía eólica	5
2.1 Antecedentes y generalidades	5
2.2 Perspectivas energía eólica en Colombia	7
2.3 Modelo de velocidad del viento	9
2.3.1 Componente de rampa del viento	10
2.3.2 Componente de ráfaga de viento	10
2.3.3 Componente de turbulencia del viento	10
2.4 Modelo del rotor de la turbina eólica	11
2.5 Modelo del eje	13
2.6 Turbina eólica tipo I	14
2.7 Turbina eólica tipo II	16
2.8 Turbina eólica tipo III	17
2.9 Turbina eólica tipo IV	18
3 Modelamiento de las principales componentes del sistema de potencia	19
3.1 Máquina sincrónica	19
3.1.1 Modelo electromecánico	20
3.1.2 Modelo electromagnético	22
3.1.3 Integración del generador sincrónico en la red eléctrica	28
3.1.4 Inicialización del generador sincrónico	30
3.1.5 Centro de inercia	31
3.2 Líneas de transmisión	32
3.3 Transformadores	33

3.4	Cargas	35
3.5	Ecuación de nodo	36
4	Estabilidad en sistemas de potencia	37
4.1	Descripción del fenómeno	37
4.2	Clasificación de la estabilidad	38
4.3	Estabilidad transitoria	38
4.4	Indicadores de estabilidad transitoria	40
4.4.1	Desviación máxima de la velocidad del rotor	40
4.4.2	Duración de oscilación	41
4.5	Análisis del sistema de potencia en el dominio del tiempo	42
4.5.1	Técnica de solución en Matlab	43
4.6	Métodos de integración numérica	44
4.6.1	Formulación de diferenciación numérica ode15s	44
4.6.2	Regla trapezoidal ode23t	45
5	Impactos de la energía eólica en la estabilidad transitoria	47
5.1	Sistema de prueba de nueve barras	47
5.2	Escenario de simulación	48
5.3	Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor	49
5.3.1	Falla en la barra 5	49
5.3.2	Falla en la barra 6	52
5.3.3	Falla en la barra 8	52
5.4	Simulación de los resultados de los indicadores de estabilidad transitoria	58
5.4.1	Falla en la barra 5	58
5.4.2	Falla en la barra 6	58
5.4.3	Falla en la barra 8	59
	Conclusiones	63
	Trabajos futuros	64
	Bibliografía	65

Lista de Figuras

2-1	Tipos de energías renovables y no renovables.	6
2-2	Partes turbina eólica.	7
2-3	Capacidad instalada mundial energía eólica [GW] 1980 – 2020.	8
2-4	Capacidad instalada Colombia [MW] 2020 – 2034.	9
2-5	Área barrida por el aspa de la turbina eólica.	12
2-6	Modelo de dos masas para la turbina eólica.	13
2-7	Turbina eólica tipo I.	14
2-8	Generador de inducción jaula de ardilla.	15
2-9	Turbina eólica tipo II.	17
2-10	Turbina eólica tipo III.	17
2-11	Generador de inducción doblemente alimentado.	18
2-12	Turbina eólica tipo IV.	18
3-1	Configuración de la máquina sincrónica	20
3-2	(a) Circuito equivalente del generador sincrónico con las resistencias despreciadas para el eje d y (b) Circuito equivalente del generador sincrónico con las resistencias despreciadas para el eje q	25
3-3	Circuito equivalente del generador.	29
3-4	Circuito π nominal de la línea de transmisión.	32
3-5	Circuito del transformador para una relación de vueltas $1/t$	33
3-6	Circuito π equivalente para relación de vueltas fuera de la nominal.	35
4-1	Pares mecánico y eléctrico aplicados al eje del generador.	38
4-2	Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia.	39
4-3	Indicadores de estabilidad transitoria.	41
5-1	Diagrama unifilar del sistema de prueba de nueve barras	47
5-2	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 5 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	50

5-3	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 5 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	51
5-4	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 6 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	53
5-5	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 6 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	54
5-6	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 8 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	55
5-7	Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 8 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.	56
5-8	(a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 5.	60
5-9	(a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 6.	61
5-10	(a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 8.	62

1 Introducción

La sociedad moderna se caracteriza por una demanda creciente de energía eléctrica de una forma segura, confiable y económica, la cual debe ser satisfecha con los sistemas de generación en operación y considerando suficientes sistemas de generación de respaldo para fortalecer las redes eléctricas. Una de las opciones para estos sistemas de generación es la energía eólica.

1.1. Motivación

El desarrollo sostenible de los países se logra a través de la implementación de soluciones que mitiguen el consumo de combustibles fósiles en labores como transporte, industria y generación de energía eléctrica. En virtud de ello, la búsqueda de alternativas para transitar hacia una economía de energía balanceada y diversificada, el desarrollo de nuevas tecnologías y una mayor conciencia ambiental, fomentan la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable, como la eólica, solar, biomasa, entre otras.

La energía eólica se caracteriza por ser una de las fuentes más rentables de energía renovable, cuya integración en los sistemas eléctricos ha aumentado exponencialmente, con un crecimiento anual promedio de 15,1 % en la última década. Esto debido a su bajo costo marginal comparado con otras fuentes renovables y a las continuas mejoras en la construcción de turbinas eólicas, que las hacen más eficientes y económicas. En el contexto colombiano, la energía eólica tiene actualmente una participación del 0,1 % en la matriz energética y se espera que en el año 2034 alcance una participación del 11 % con la entrada de los nuevos proyectos de generación de energía eólica en el país.

Bajo este panorama, surge la necesidad de indagar los impactos que ocasiona la generación de energía eólica sobre los sistemas eléctricos de potencia. En particular, los estudios de estabilidad transitoria examinan el comportamiento dinámico cuando se presentan eventos que modifican la topología de las redes eléctricas. En este orden de ideas, el incremento de la participación de la energía eólica altera este comportamiento debido a la incertidumbre en la potencia generada, como consecuencia de la naturaleza fluctuante del viento y a la incontrolabilidad de las turbinas eólicas para balancear la potencia entre la generación y la demanda.

1.2. Revisión de la literatura

La integración de la generación de energía eólica en los sistemas de potencia ha sido discutido por los autores en [1, 2, 3, 4, 5]. En particular, el modelo de la turbina eólica de velocidad constante y sus impactos en la estabilidad transitoria se evalúan en [6, 7]. Por su parte, en [8] se propusieron por primera vez la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación como indicadores de evaluación de la estabilidad transitoria. En [9] se presenta un análisis para diferentes porcentajes de participación de la energía eólica y se exponen los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo para la frecuencia del sistema y la potencia activa de los generadores sincrónicos. Los anteriores estudios emplean software comerciales, los cuales tienen una gran cantidad de componentes y modelos; sin embargo, presentan la desventaja de emplear un código cerrado, lo cual imposibilita la interacción con el código fuente, para propósitos académicos.

Para suplir esta desventaja, se han desarrollado los siguientes software de código abierto basados en Matlab para estudios de estabilidad transitoria. En primer lugar está el Power System Toolbox (PST) que desarrolla estudios de control y simulación dinámica [10]. Más adelante, en [11] se presentó el Power System Analysis Toolbox (PSAT) que cuenta con una interfaz en Simulink y tiene la capacidad de calcular flujos de potencia óptimos, estabilidad de pequeña señal y análisis en el dominio del tiempo. Posteriormente, los autores en [12] exponen MatDyn que se enfoca en análisis de estabilidad transitoria, pero no cuenta con modelos para generación de energía eólica. En estos anteriores software desarrollados en Matlab, cada autor implementa sus propias rutinas de integración numérica. Más recientemente, en [13] los autores publican un Toolbox para análisis modal y en el dominio de tiempo, y se propone la solución de las ecuaciones diferenciales algebraicas del sistema de potencia empleando directamente los solvers de Matlab.

Los autores en [14] fueron los primeros en aplicar técnicas numéricas de ecuaciones diferenciales ordinarias para la solución de ecuaciones diferenciales algebraicas. En [15] se presenta una formulación explícita del sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas, mientras que en [16] se propone una formulación semi-implícita y se muestran sus ventajas numéricas. Más recientemente, los autores en [17] muestran una técnica que adopta una combinación de los métodos explícito e implícito, buscando explotar las ventajas de cada uno, considerando su eficiencia y estabilidad numérica.

Así, en este documento se resuelve el problema de la estabilidad transitoria con la integración de turbinas eólicas de velocidad constante, a través de un código de acceso libre que utiliza el enfoque simultáneo y técnicas implícitas de integración.

1.3. Contribuciones

Las contribuciones de este documento comprenden

- Implementación de un código abierto en Matlab para estudios de estabilidad transitoria que integra las principales componentes del sistema eléctrico y el modelo tipo I de la turbina eólica.
- La solución en el dominio del tiempo de las ecuaciones diferenciales algebraicas empleando los solvers de Matlab, a través de una formulación completamente implícita.
- Revisión de los indicadores de estabilidad con base a la localización de las fallas y el nivel de participación de las turbinas eólicas.

1.4. Metodología

La evaluación de la influencia de la energía eólica en la estabilidad transitoria del sistema de potencia se hace a través de la solución en el dominio del tiempo del sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas, en el cual se incorporan los modelos de los componentes eléctricos y el modelo tipo I de turbina eólica. Para esto, se implementa una matriz de masa en Matlab que clasifica las ecuaciones diferenciales y algebraicas, que son resueltas a través de un método implícito de integración numérica empleando un enfoque simultáneo de solución.

1.5. Organización del documento

Este documento se organiza empezando con la presentación de la metodología propuesta para evaluar la influencia de la energía eólica en la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo 2 se introducen los antecedentes y generalidades asociados con la energía eólica, que le han permitido evolucionar y establecerse como una de las tecnologías que emplean fuentes renovables con mayor proyección de crecimiento. Luego, se exponen las perspectivas de la energía eólica en Colombia y la comparación de su participación en la matriz energética actual y hasta el año 2034. Posteriormente, se presentan los modelos de velocidad del viento, rotor, eje y se describen los cuatro tipos de generadores para turbinas eólicas.

En el capítulo 3 se exponen los modelos electromecánico y electromagnético de la máquina sincrónica y las principales conjeturas tenidas en cuenta para formular estos modelos, así como las consideraciones para incorporar la máquina sincrónica en la red eléctrica. Posteriormente, se describen las líneas de transmisión, transformadores y cargas, desde el punto de vista de la formulación matemática que lleva a los respectivos modelos circuitales válidos

para estudios de estabilidad transitoria. Adicionalmente, se discute el concepto de centro de inercia, el cual se utiliza para referir las variables de estado derivadas del modelo electromecánico de la máquina sincrónica. Finalmente, se exponen las ecuaciones nodales, las cuales corresponden a una representación algebraica del sistema eléctrico.

En el capítulo 4 se presenta el fenómeno de estabilidad transitoria como mecanismo para estimar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. También, se exponen la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación como indicadores para evaluar la estabilidad transitoria. Posteriormente, se muestra la representación del sistema de potencia a través del conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas, las cuales son resueltas mediante el análisis en el dominio del tiempo, usando los solvers de integración numérica de Matlab. Finalmente, se exponen los métodos de integración numérica incluidos en Matlab, a decir, la fórmula numérica de diferenciación y la regla trapezoidal.

En el capítulo 5 se indican las simulaciones de la influencia de la energía eólica en la estabilidad transitoria utilizando un sistema de prueba de nueve barras. Se proponen diferentes escenarios de simulación cambiando el nivel de participación de la energía eólica y se comparan con referencia a un caso base. Posteriormente, modificando la localización de las fallas se analizan las posiciones angulares del rotor y los indicadores de estabilidad transitoria.

Finalmente, se muestran las principales conclusiones de los resultados obtenidos en este documento, las posibilidades para trabajos futuros y se presentan las referencias bibliográficas.

2 Energía eólica

En este capítulo se introducen los antecedentes y generalidades asociados con la energía eólica, que le han permitido evolucionar y establecerse como una de las tecnologías que emplean fuentes renovables con mayor proyección de crecimiento. Luego, se exponen las perspectivas de la energía eólica en Colombia y la comparación de su participación en la matriz energética actual y hasta el año 2034. Posteriormente, se presentan los modelos de velocidad del viento, rotor, eje y se describen los cuatro tipos de generadores para turbinas eólicas.

2.1. Antecedentes y generalidades

Los sistemas de generación de energía eléctrica emplean recursos o fuentes disponibles en la naturaleza, los cuales se dividen en renovables y no renovables, indicados en la Figura 2-1. Las energías renovables como la solar, hidráulica, eólica, biomasa, mareomotriz y geotérmica se caracterizan por su habilidad de regenerarse por medios naturales, además disminuyen la dependencia de suministros externos, presentan pocos residuos y tienen una baja influencia sobre el entorno. Por otra parte, las energías no renovables como el petróleo, gas natural, uranio y carbón se caracterizan por disminuir sus reservas en la medida que se consumen. Asimismo, son responsables de aproximadamente el 60 % del total de emisiones de CO₂, las cuales ponen en riesgo la preservación del medio ambiente y el desarrollo sostenible [18, 19].

Este documento se enfoca en la energía eólica, que comprende la energía extraída del movimiento del viento y que combina el poder mecánico de los molinos de viento con los generadores eléctricos, dando como resultado las turbinas eólicas. Los diferentes prototipos de turbinas eólicas tuvieron como consenso final el diseño con la mejor relación costo-beneficio, que es la turbina eólica horizontal de tres aspas que se ilustra en la Figura 2-2.

El funcionamiento de la turbina eólica se explica partiendo del flujo de aire actuando sobre las aspas del rotor y transfiriendo la energía cinética del aire al eje del rotor donde se convierte en energía mecánica; después el proceso concluye con la conversión de la energía mecánica en eléctrica por la acción del generador. Este proceso de conversión energética involucra las principales componentes de la turbina eólica, las cuales influyen su desempeño dinámico [18, 20].



Figura 2-1: Tipos de energías renovables y no renovables [18].

Dentro de estas componentes se encuentran, la góndola que corresponde a la carcasa dentro de la cual se montan el engranaje y el generador con todos sus sistemas de control. El engranaje está a cargo de acoplar y transferir la energía mecánica desde el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad, ya que la velocidad de operación de las aspas del rotor es mucho menor que el eje del generador. Las turbinas eólicas sin el engranaje necesitarían generadores con características especiales de fabricación, puesto que el generador tendría que operar a la misma velocidad que las aspas del rotor. El mecanismo de orientación le permite a la góndola disponerse en la dirección del viento y manipular la orientación de las aspas variando la cantidad de potencia extraída del viento. El anemómetro y la veleta se encargan de medir la velocidad y la dirección del viento, respectivamente. La torre es el soporte de la turbina eólica y mientras más alta permite obtener mayores velocidades de viento. Finalmente, el

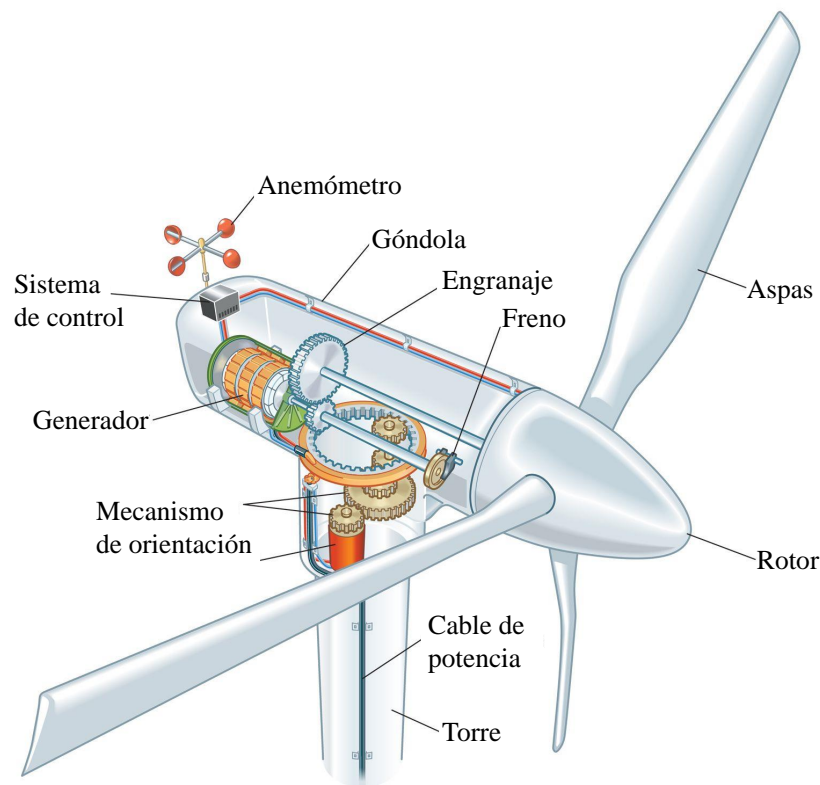


Figura 2-2: Partes turbina eólica [18].

cable de potencia lleva la energía eléctrica desde cada turbina de un parque eólico hasta la subestación transformadora que finalmente las conecta con la red eléctrica [18, 19, 20].

2.2. Perspectivas energía eólica en Colombia

A pesar de haberse desarrollado hace más de un siglo, las turbinas eólicas apenas tuvieron un uso comercial masivo a partir de la década de 1980. Desde ahí y hasta la actualidad, la capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial ha aumentado exponencialmente como se indica en la Figura 2-3, con un crecimiento anual promedio de 15,1 % en la última década [21].

En el caso colombiano, la participación de la energía eólica se encuentra rezagada como consecuencia (entre otros factores) de la riqueza en recursos hídricos, lo que conlleva que actualmente el 63,0% de la generación de energía se realice con fuentes hidráulicas. Este escenario hace vulnerable y poco resiliente el sistema eléctrico colombiano, lo cual se solucionaría diversificando la matriz energética, es decir empleando distintas fuentes de energía

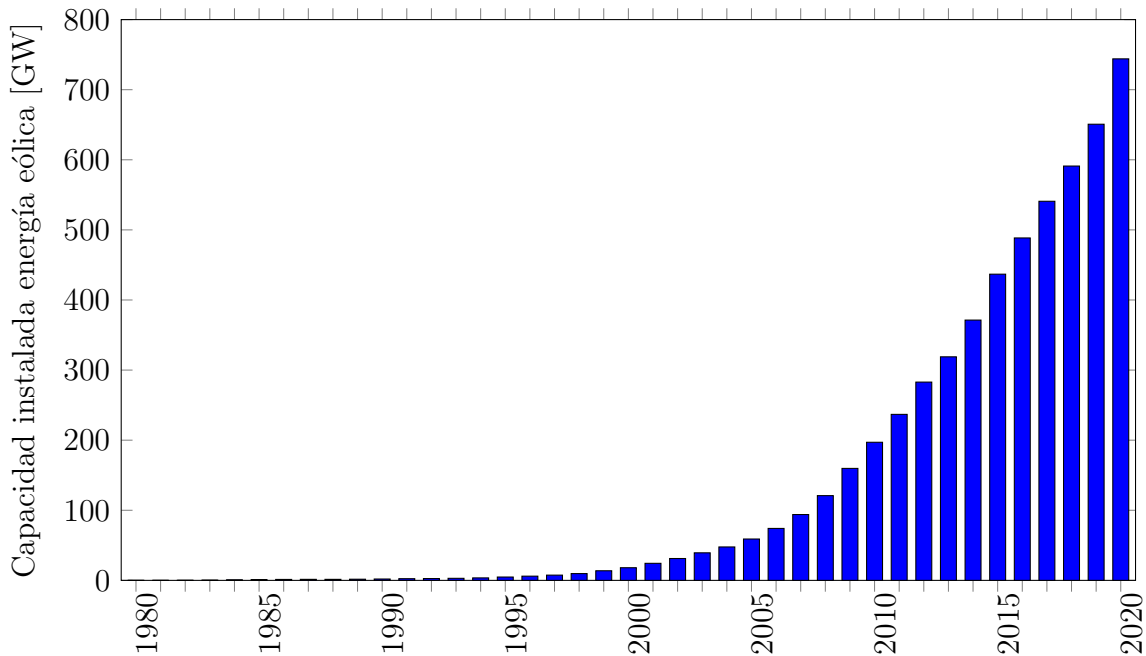


Figura 2-3: Capacidad instalada mundial energía eólica [GW] 1980 – 2020 [21].

primaria basadas en fuentes renovables. [22].

Uno de los objetivos trazados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es incrementar la participación de la energía eólica, como se indica en la Figura 2-4 [22]. Para lograrlo, en Colombia se encuentran en formulación 57 proyectos de parques eólicos, que se ubicarán en el departamento de La Guajira, teniendo en cuenta la riqueza del recurso eólico en esta región [23].

Para alcanzar este objetivo, la UPME ha promovido hasta el momento 3 subastas de renovables para adjudicar los contratos de largo plazo de energía eléctrica entre empresas generadoras y comercializadoras mediante contratos bilaterales. Este panorama de crecimiento de la energía eólica conlleva la necesidad de implementar metodologías y modelos en el planeamiento de los sistemas eléctricos de tal forma que las fuentes renovables se integren adecuadamente con los sistemas convencionales. En este orden de ideas, en seguida se presentan los modelos de velocidad del viento, rotor y eje, junto con los cuatro tipos de generadores para turbinas eólicas.

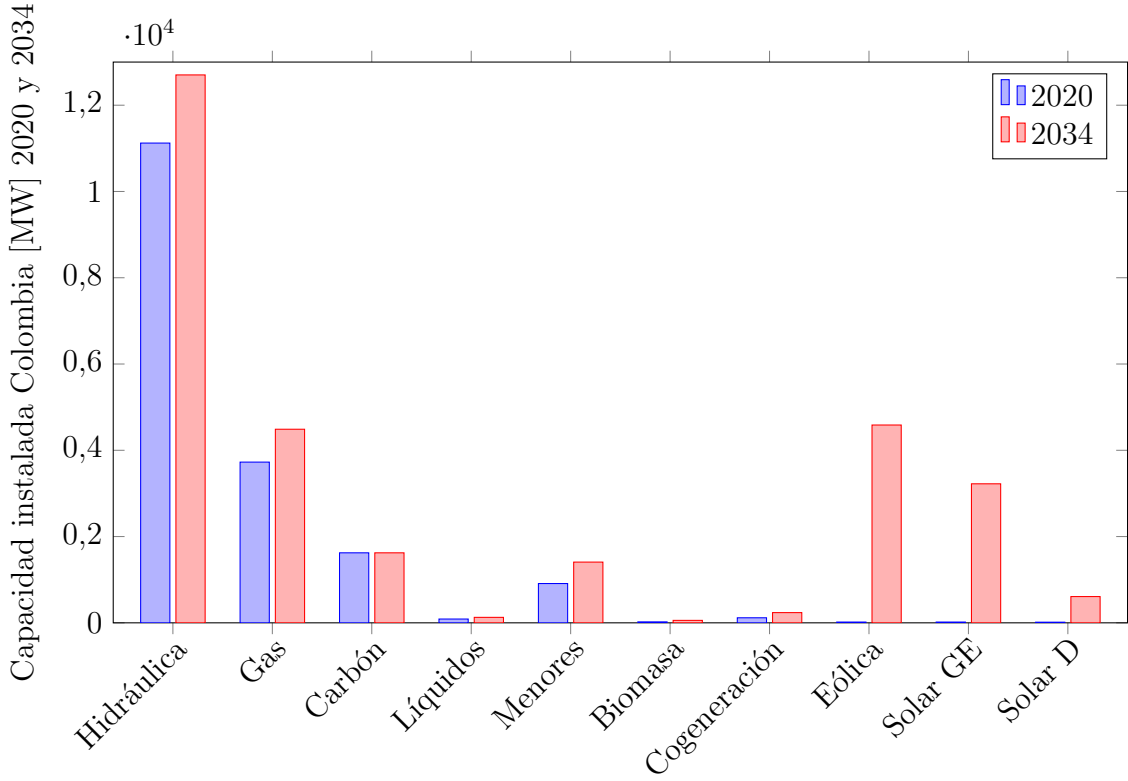


Figura 2-4: Capacidad instalada Colombia [MW] 2020 – 2034 [22].

2.3. Modelo de velocidad del viento

La forma más precisa de modelar la velocidad del viento es por medio de un registro de mediciones tomadas en el lugar donde se dispondrán las turbinas eólicas, y también se puede conformar a partir de modelos matemáticos, como por ejemplo utilizando una distribución Weibull, el sombrero mexicano o el modelo compuesto de viento [24]. Este último modelo para la velocidad del viento $v_w(t)$ comprende la siguiente ecuación algebraica

$$v_w(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (2-1)$$

donde v_{wa} representa la velocidad de viento promedio inicial, $v_{wr}(t)$ es la componente de rampa del viento, $v_{wg}(t)$ representa la componente de ráfaga del viento, y $v_{wt}(t)$ es la componente de turbulencia del viento. Entre las anteriores componentes en (2-1), la única que no depende del tiempo es v_{wa} . Además, el modelo compuesto de viento en (2-1) tiene tres componentes determinísticas $v_{wa}, v_{wr}(t), v_{wg}(t)$ y una componente estocástica $v_{wt}(t)$.

2.3.1. Componente de rampa del viento

La componente de rampa del viento es una función a tramos dada por [24]

$$t < t_{sr} : v_{wr}(t) = 0 \quad (2-2)$$

$$t_{sr} \leq t \leq t_{er} : v_{wr}(t) = A_{wr} \frac{t - t_{sr}}{t_{er} - t_{sr}} \quad (2-3)$$

$$t > t_{er} : v_{wr}(t) = A_{wr} \quad (2-4)$$

donde A_{wr} es la amplitud de la rampa de la velocidad del viento, t_{sr} es el tiempo de inicio de la rampa y t_{er} es el tiempo de fin de la rampa.

2.3.2. Componente de ráfaga de viento

La componente de ráfaga de viento es una función a tramos dada por [24]

$$t < t_{sg} : v_{wg}(t) = 0 \quad (2-5)$$

$$t_{sg} \leq t \leq t_{eg} : v_{wg}(t) = \frac{A_{wg}}{2} \left(1 - \cos \left(2\pi \frac{t - t_{sg}}{t_{eg} - t_{sg}} \right) \right) \quad (2-6)$$

$$t > t_{eg} : v_{wg}(t) = A_{wg} \quad (2-7)$$

donde A_{wg} es la amplitud de la ráfaga de la velocidad de viento, t_{sg} es el tiempo de inicio de la ráfaga y t_{eg} es el tiempo de fin de la ráfaga.

2.3.3. Componente de turbulencia del viento

La componente de turbulencia del viento está dada por [24]

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(f_i)\Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (2-8)$$

donde n es el número de componentes de frecuencia, f_i es la i^{th} componente de frecuencia, Δf es el paso de frecuencia, ϕ_i es la i^{th} componente de fase y corresponde a números aleatorios en el intervalo $[0, 2\pi]$, $\Delta\phi$ es una pequeña fase aleatoria incluida para evitar la periodicidad, y S_{wt} es la densidad de potencia espectral, calculada como [24]

$$S_{wt} = \frac{\frac{1}{\left(\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)\right)^2} l v_{wa}}{\left(1 + 1,5 \frac{lf}{v_{wa}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (2-9)$$

donde h es la altura de la torre, z_0 es la longitud de rugosidad, f es la frecuencia eléctrica y l es la escala de longitud de turbulencia. A su vez, esta depende de la altura de la torre y se calcula como [24]

$$h < 30 : l = 20h \quad (2-10)$$

$$h \geq 30 : l = 600 \quad (2-11)$$

La longitud de rugosidad cambia dependiendo de la superficie del terreno donde se instala la turbina eólica.

2.4. Modelo del rotor de la turbina eólica

En las simulaciones dinámicas en sistemas de potencia es conveniente utilizar un modelo para el rotor de la turbina eólica que considere el viento como un valor único (en lugar de un campo de velocidades del viento) y despreciar la geometría específica de las aspas. Esto lleva al modelo cuasiestático del rotor, en el que la potencia contenida en el viento tiene una relación algebraica con la velocidad del viento así [25]

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2-12)$$

donde ρ es la densidad del aire y A es el área barrida por las aspas. El área barrida se ilustra en la Figura 2-5 y se calcula utilizando

$$A = \pi R^2 \quad (2-13)$$

donde R es el radio del área barrida.

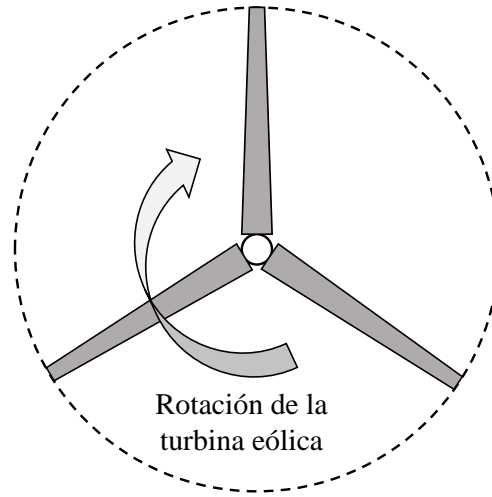


Figura 2-5: Área barrida por el aspa de la turbina eólica [25].

La cantidad de potencia suministrada por la turbina eólica depende principalmente de la velocidad del viento como se deduce de (2-12). Del mismo modo, para representar la efectividad de la turbina eólica en la extracción de la potencia considerando la aerodinámica de su rotor, se incluye el coeficiente de desempeño $c_p(\lambda)$. Así, la potencia efectivamente extraída del viento se determina como el producto de (2-12) con $c_p(\lambda)$ [1, 26]

$$P_T = c_p(\lambda)P_w = c_p(\lambda)\frac{1}{2}\rho Av_w^3 \quad (2-14)$$

donde λ es la relación de la velocidad en la punta, la cual corresponde a la relación entre la velocidad en la punta del aspa v_{bt} y la velocidad del viento aguas arriba del rotor v_w . La relación de la velocidad en la punta se calcula como [6]

$$\lambda = \frac{v_{bt}}{v_w} = \eta_{GB} \frac{2R\omega_t}{pv_w} \quad (2-15)$$

donde η_{GB} es la relación de la caja de engranaje, ω_t es la velocidad angular de la turbina eólica y p es el número de polos. La curva para el coeficiente de desempeño se puede aproximar por medio de

$$c_p(\lambda, \theta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\theta - c_4\theta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2-16)$$

con

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\theta} - \frac{c_9}{c_3\theta + 1}} \quad (2-17)$$

2.5. Modelo del eje

El eje de la turbina eólica puede ser modelado mediante un conjunto de masas acopladas, las cuales dependiendo de la precisión requerida, se puede elegir entre los modelos de tres, dos o una masa [7]. El modelo del eje más comúnmente utilizado en estudios de estabilidad transitoria en sistemas de potencia es el modelo de dos masas, ilustrado en la Figura 2-6, donde la masa del lado izquierdo representa las aspas, y el eje de baja velocidad, mientras que la masa del lado derecho representa el engranaje, el eje de alta velocidad y el rotor del generador [26]. El modelo de dos masas del eje se representa mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales [1, 7]

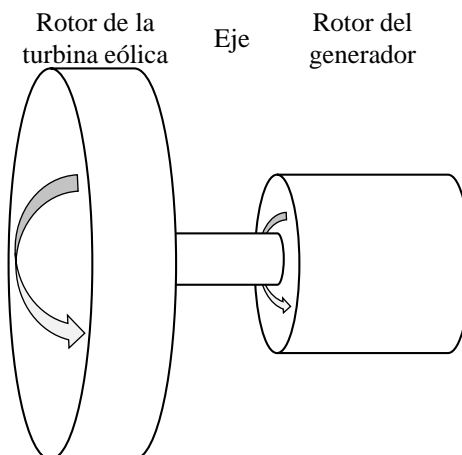


Figura 2-6: Modelo de dos masas para la turbina eólica [26].

$$\dot{\omega}_t = \frac{T_t - K_s \gamma}{2H_t} \quad (2-18)$$

$$\dot{\omega}_m = \frac{K_s \gamma - T_e}{2H_m} \quad (2-19)$$

$$\dot{\gamma} = 2\pi f (\omega_t - \omega_m) \quad (2-20)$$

donde ω_t es la velocidad angular de la turbina eólica, ω_m es la velocidad angular del rotor del generador, γ es el desplazamiento angular relativo de los dos ejes, T_t es el par mecánico, T_e es el par eléctrico, H_t es la inercia de la turbina eólica, H_m es la inercia del rotor del generador, K_s es la rigidez del eje, y f es la frecuencia de la red.

2.6. Turbina eólica tipo I

La norma IEC 61400-27-1 define cuatro tipos de turbinas eólicas, para las cuales son transversales los anteriores modelos de velocidad del viento, rotor y eje de la turbina eólica. El modelo tipo I es un generador asíncrono conectado directamente a la red como se muestra en la Figura 2-7. Estos generadores incluyen la compensación capacitiva, con el fin de contrarrestar la potencia reactiva que se extrae de la red eléctrica [27].

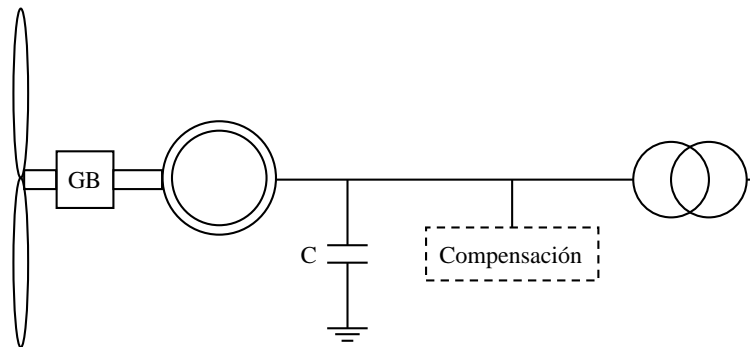


Figura 2-7: Turbina eólica tipo I [28].

El modelo tipo I tiene una resistencia del rotor fija y normalmente maneja controles simples, es decir, que el control de orientación de las aspas es limitado. En ese sentido, la frecuencia de la red, las características del generador y el engranaje gobiernan la velocidad del rotor.

La desviación de velocidad del rotor no excede el 2% y por lo tanto el generador pertenece al grupo de turbinas eólicas de velocidad constante [7, 3]. Este documento se centra en el modelo tipo I.

Este modelo de turbina utiliza comúnmente un generador de inducción jaula de ardilla que implementa una impedancia del rotor dependiente del deslizamiento, cuyo circuito eléctrico se ilustra en la Figura 2-8 [6, 2].

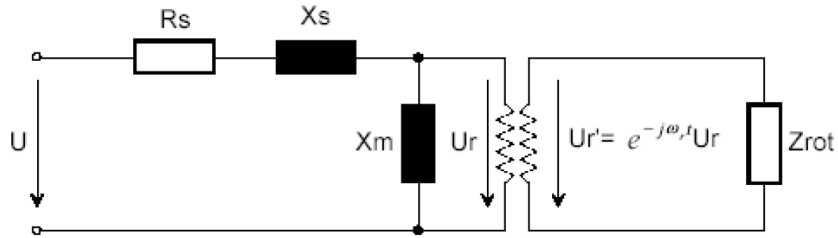


Figura 2-8: Generador de inducción jaula de ardilla [29].

donde R_s es la resistencia del estator, X_s es la reactancia del estator, X_m es la reactancia de magnetización, Z_{rot} es la impedancia del rotor. La dinámica de los circuitos del rotor se establece por medio del deslizamiento, el cual, así como la velocidad del rotor, presenta cambios de acuerdo a la potencia generada. Los voltajes y corrientes están expresadas en términos de sus componentes real (r) e imaginaria (m). El fasor del voltaje de la red se relaciona con los voltajes del estator de la máquina a través del conjunto de ecuaciones

$$v_r = V \sin(-\theta) \quad (2-21)$$

$$v_m = V \cos(\theta) \quad (2-22)$$

donde V y θ son la magnitud y el ángulo de los voltajes de barra, respectivamente. Las potencias activa y reactiva se calculan basadas en las componentes de voltaje y corriente de estator, como sigue

$$P = v_r i_r + v_m i_m \quad (2-23)$$

$$Q = v_m i_r - v_r i_m + b_c (v_r^2 + v_m^2) \quad (2-24)$$

donde i_r y i_m son las componentes real e imaginaria de la corriente de estator, respectivamente, y b_c es la conductancia del capacitor de compensación. Las ecuaciones diferenciales para las componentes real e imaginaria del voltaje detrás de la resistencia de estator son

$$\dot{e}'_r = 2\pi f (1 - \omega_m) e'_m - \frac{(e'_r - (x_0 - x') i_m)}{T'_0} \quad (2-25)$$

$$\dot{e}'_m = -2\pi f (1 - \omega_m) e'_r - \frac{(e'_m - (x_0 - x') i_r)}{T'_0} \quad (2-26)$$

$$x_0 = x_s + x_m \quad (2-27)$$

$$x' = x_s + \frac{x_R x_m}{x_R + x_m} \quad (2-28)$$

$$T'_0 = \frac{x_R + x_m}{2\pi f r_R} \quad (2-29)$$

donde r_R es la resistencia del rotor, x_R es la reactancia del rotor, x_s es la reactancia de estator, y x_m es la reactancia de magnetización. Las variables en (2-21) a (2-26), y las componentes de la corriente de estator se relacionan mediante

$$e'_r - v_r = r_s i_r - x' i_m \quad (2-30)$$

$$e'_m - v_m = r_s i_m - x' i_r \quad (2-31)$$

donde r_s es la resistencia de estator.

2.7. Turbina eólica tipo II

El modelo tipo II es un generador asincrónico conectado directamente a la red como se ilustra en la Figura 2-9. A diferencia del modelo tipo I, esta turbina eólica tiene la capacidad de operar con velocidad variable a través de la resistencia del rotor controlable y también emplea control de orientación de las aspas [27].

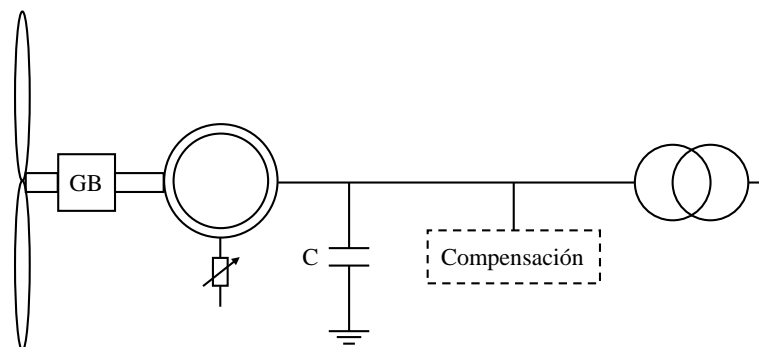


Figura 2-9: Turbina eólica tipo II [28].

2.8. Turbina eólica tipo III

El modelo tipo III es un generador asincrónico doblemente alimentado, en el cual el estator se conecta directamente a la red y el rotor se conecta a través de un convertidor como se ilustra en la Figura 2-10. En ese sentido, el estator opera a la misma frecuencia de la red y la velocidad mecánica del rotor se encuentra desacoplada [25, 27].

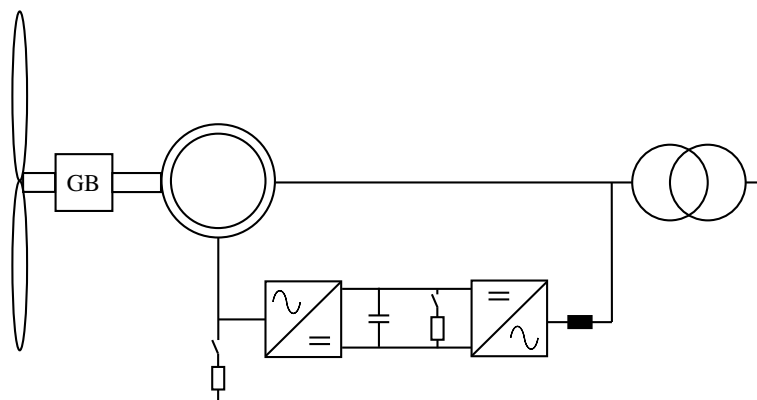


Figura 2-10: Turbina eólica tipo III [28].

El modelo tipo III tiene la propiedad de operar en un amplio rango de velocidades del viento a través del control de orientación de las aspas y de realizar un control independiente de las potencias activa y reactiva, lo cual mejora su eficiencia comparado con las turbinas eólicas de velocidad constante [25]. Esta turbina eólica usa comúnmente el generador de inducción doblemente alimentado que se ilustra en la Figura 2-11. Este generador es similar al de la Figura 2-8 con la inclusión adicional de un convertidor PWM en el circuito del rotor.

El convertidor PWM se compone de un puente de seis rectificadores y se conecta en serie con la impedancia del rotor, permitiendo un control rápido y flexible de la magnitud y ángu-

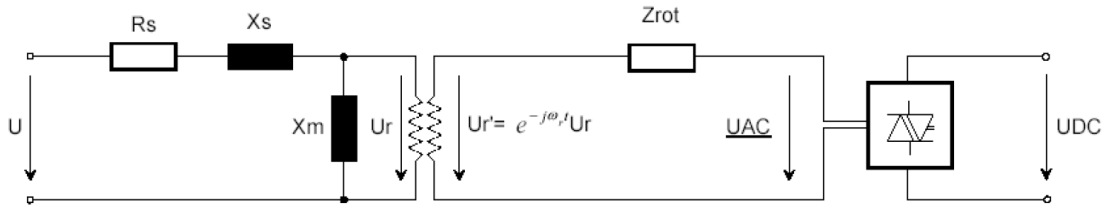


Figura 2-11: Generador de inducción doblemente alimentado [29].

lo del voltaje de salida V_{AC} del generador. Este control se logra a través de la modificación del factor de modulación PWM. La relación AC-DC del convertidor PWM es la siguiente [29]

$$V_{ACr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} PWM_r V_{DC} \quad (2-32)$$

$$V_{ACi} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} PWM_i V_{DC} \quad (2-33)$$

donde PWM_r y PWM_i son las componentes real e imaginaria del factor de modulación, respectivamente.

2.9. Turbina eólica tipo IV

El modelo tipo IV se muestra en la Figura 2-12 y corresponde a un generador que se conecta a la red a través de un convertidor que debe ser capaz de manejar toda la potencia de la turbina eólica. Este es el único modelo que admite generadores diferentes a los asíncronos, como por ejemplo los generadores sincrónicos o generadores de imanes permanentes.

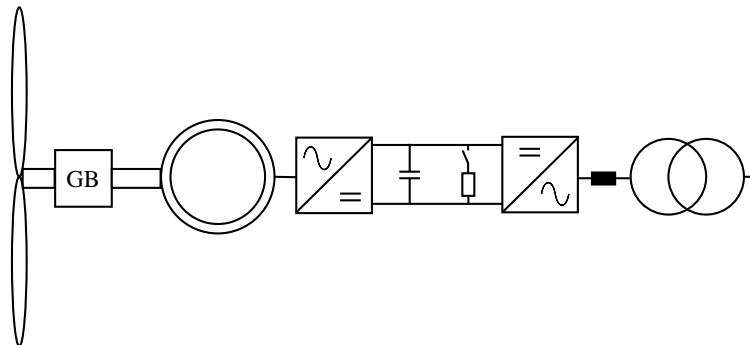


Figura 2-12: Turbina eólica tipo IV [28].

3 Modelamiento de las principales componentes del sistema de potencia

En este capítulo se exponen los modelos electromecánico y electromagnético de la máquina sincrónica y las principales conjeturas tenidas en cuenta para formular estos modelos, así como las consideraciones para incorporar la máquina sincrónica en la red eléctrica. Posteriormente, se describen las líneas de transmisión, transformadores y cargas, desde el punto de vista de la formulación matemática que lleva a los respectivos modelos circuitales válidos para estudios de estabilidad transitoria. Adicionalmente, se discute el concepto de centro de inercia, el cual se utiliza para referir las variables de estado derivadas del modelo electromecánico de la máquina sincrónica. Finalmente, se exponen las ecuaciones nodales, las cuales corresponden a una representación algebraica del sistema eléctrico.

3.1. Máquina sincrónica

La máquina sincrónica es la componente de mayor influencia sobre la dinámica de los sistemas de potencia modernos, dado que esta máquina se utiliza en la mayoría de las aplicaciones de conversión energética, por lo tanto su desempeño es un factor fundamental para mantener condiciones de operación apropiadas del sistema [25, 8].

La máquina sincrónica tiene dos componentes principales: el rotor y el estator. El rotor es la parte rotativa de la máquina, y donde se ubica el devanado de campo; el estator es la parte estática de la máquina, y contiene los devanados de armadura. Por otra parte, el rotor se puede montar con devanados amortiguadores, que se conectan en los extremos por medio de anillos o segmentos [30]. La Figura **3-1** ilustra una configuración típica de una máquina sincrónica trifásica, donde f denota el devanado de campo y a , b , y c indican los devanados de armadura.

El eje magnético del devanado de campo se conoce como el eje directo (eje d) y el eje de simetría entre dos polos es el eje de cuadratura (eje q), el cual en este documento se asume adelanta al eje d en 90° eléctricos. Las máquinas sincrónicas trifásicas tienen los devanados del estator uniformemente distribuidos en las ranuras del estator y separados 120° eléctricos.

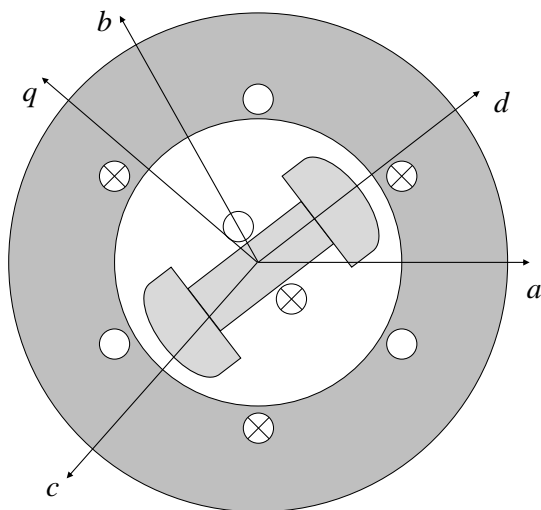


Figura 3-1: Configuración de la máquina síncrona [25].

El principio de operación de la máquina síncrona se basa en un campo magnético rotativo establecido por una corriente DC impuesta en el devanado de campo. El movimiento relativo de este campo con respecto a los devanados de armadura induce un voltaje AC sobre éstos. La frecuencia del voltaje inducido depende de la velocidad angular del rotor y el número de polos magnéticos de la máquina [31].

Los estudios de estabilidad transitoria en sistemas de potencia tratan básicamente con el comportamiento dinámico de las máquinas síncronas cuando están sujetos a perturbaciones. Para mejorar su comportamiento dinámico, las máquinas síncronas se equipan con sistemas de control para regular la producción de potencia activa y reactiva [30]. El control del impulsor primario, también llamado el gobernador, se encarga de mantener la velocidad de la máquina y regular la producción de potencia activa. Por otro lado, la potencia reactiva se controla con los sistemas de excitación, cuya principal función consiste en regular la tensión en terminales de la máquina.

3.1.1. Modelo electromecánico

La ecuación de oscilación (3-1) se deriva de la ley de Newton del movimiento y recibe su nombre por la naturaleza oscilatoria del ángulo del rotor cuando se somete a perturbaciones. La ecuación de oscilación describe las dinámicas de la máquina rotativa, reconociendo que el par de aceleración es igual al producto entre el momento de inercia total del rotor y su aceleración angular [8, 31].

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (3-1)$$

donde J es el momento de inercia, δ es la posición angular del rotor, y T_a , T_m , T_e son los pares de aceleración, mecánico y eléctrico, respectivamente. El momento de inercia mide la inercia rotativa de un cuerpo. Para el caso del generador síncronico, el impulsor primario, el sistema de excitación, y las masas rotativas del generador se montan juntas en el mismo eje, de tal forma que el momento de inercia total es igual a la suma de los momentos de inercia individuales de estas componentes [30]. En (3-1) cuando T_m y T_e son iguales, T_a equivale a cero; en este caso, la máquina está en sincronismo y es impulsada a velocidad constante [8].

Al multiplicar la velocidad del rotor con (3-1) se obtiene

$$J\omega \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (3-2)$$

donde ω es la velocidad del rotor, y P_a , P_m , P_e son las potencias eléctricas de aceleración, mecánica y eléctrica, respectivamente.

Es usual que para una máquina síncronica se disponga de una cantidad denominada “constante de inercia” que representa el tiempo que el generador está disponible para entregar la potencia nominal empleando únicamente su energía cinética, y se define como la energía cinética almacenada en megajoules a velocidad síncronica dividida por la potencia nominal de la máquina en megavoltio-amperios. La constante de inercia se relaciona con el momento de inercia como se expresa en [31, 32]

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_s^2}{S_{mach}} \quad (3-3)$$

$$J\omega_s = \frac{2HS_{mach}}{\omega_s} \quad (3-4)$$

donde ω_s es la velocidad síncronica y S_{mach} es la potencia nominal de la máquina en megavoltio-amperios. Ya que se admite la aproximación $\omega_s \approx \omega$, la sustitución de (3-4) en (3-2) lleva a

$$\frac{2HS_{mach}}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (3-5)$$

Con el fin de expresar P_a , P_m , P_e en pu, se divide (3-5) por S_{mach} , dando lugar a

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (3-6)$$

Para un sistema de potencia operando a la frecuencia eléctrica f en hertz, (3-6) se convierte en

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (3-7)$$

(3-7) es una ecuación diferencial de segundo orden, la cual se puede expresar de forma equivalente por medio de dos ecuaciones diferenciales de primer orden dadas en [25, 31]

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3-8)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (3-9)$$

Las ecuaciones (3-8) y (3-9) se conocen como el modelo clásico del generador sincrónico y corresponden a un modelo de segundo orden. Para este modelo se define un voltaje interno E' con amplitud constante y los efectos de la inercia derivados de los desajustes de las potencias son abordados variando el ángulo de este voltaje interno. Este modelo clásico tiene el inconveniente que asume enlaces de flujo constante en ambos ejes de la máquina, lo cual se resuelve a partir de complementar las ecuaciones (3-8) y (3-9) con el modelo electromagnético que se describe en el siguiente ítem [30, 32].

3.1.2. Modelo electromagnético

Al igual que el modelo clásico, el modelo electromagnético o modelo de dos ejes desprecia los cambios de los enlaces de flujo del estator. No obstante, este modelo se caracteriza por considerar los cambios de enlaces de flujo de un devanado del rotor en el eje q para tener en cuenta los efectos del amortiguamiento. Así, al considerar dos devanados en el rotor, permite tener un modelo de la máquina sincrónica más detallado para efectos de estudios dinámicos [30].

Tasa de cambio de los enlaces de flujo del devanado de campo

Para derivar una expresión que tenga en cuenta la tasa de cambio de los enlaces de flujo de campo de la máquina síncrona, se parte de la ecuación de voltaje para el devanado de campo del rotor, dada por [30]

$$\frac{d\psi_{fd}}{dt} = (v_{fd} - r_{fd}i_{fd}) \quad (3-10)$$

Multiplicando (3-10) por $\frac{\omega_0 M_{afd}}{r_{fd}}$, queda

$$\frac{\omega_0 M_{afd}}{r_{fd}} \frac{d\psi_{fd}}{dt} = \left(\frac{\omega_0 M_{afd}}{r_{fd}} v_{fd} - \omega_0 M_{afd} i_{fd} \right) \quad (3-11)$$

Sabiendo que

$$\omega_0 M_{afd} i_{fd} = \sqrt{2} \left(E'_q + (x_d - x'_d) I_d \right) \quad (3-12)$$

$$\frac{\omega_0 M_{afd}}{r_{fd}} v_{fd} = \sqrt{2} E_{fd} \quad (3-13)$$

$$\frac{\omega_0 M_{afd}}{\sqrt{2}} \frac{d\psi_{fd}}{dt} = L_{ffd} \frac{dE'_q}{dt} \quad (3-14)$$

Remplazando (3-12), (3-13) y (3-14) en (3-11), produce

$$\frac{L_{ffd}}{r_{fd}} \frac{dE'_q}{dt} = \left(E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d \right) \quad (3-15)$$

La constante de tiempo transitoria de circuito abierto se define como

$$T'_{d0} = \frac{L_{ffd}}{r_{fd}} \quad (3-16)$$

Finalmente, sustituyendo (3-16) en (3-15) conlleva a la expresión para la tasa de cambio E'_q , como se muestra en

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} \left(E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d \right) \quad (3-17)$$

donde E'_q es la componente del eje q del voltaje transitorio interno E' , E_{fd} es el voltaje del devanado de campo, I_d es la corriente del eje d , T'_{d0} es la constante de tiempo de circuito abierto del eje d , x_d es la reactancia sincrónica del eje d , y x'_d es la reactancia transitoria del eje d .

Tasa de cambio de los enlaces de flujo del eje q del rotor

Es recomendable dividir el análisis de los cambios en los enlaces de flujo del rotor, por ello se agrega otra ecuación diferencial para el eje q . Dado que el eje q no se provee con un sistema de excitación, en analogía con (3-17), la ecuación diferencial para tener en cuenta los cambios de los enlaces del flujo del eje q del rotor está dada por [30]

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} \left(-E'_d - (x_q - x'_q) I_q \right) \quad (3-18)$$

donde E'_d es la componente del eje d del voltaje transitorio interno E' , I_q es la corriente del eje q , T'_{q0} es la constante de tiempo de circuito abierto del eje q , x_q es la reactancia sincrónica del eje q , y x'_q es la reactancia transitoria del eje q . En (3-18) el voltaje E'_d y el enlace de flujo del eje q del rotor son proporcionales, como en el caso de (3-17) donde se puede definir una relación similar E'_q [30].

La Figura **3-2** ilustra los circuitos equivalentes para los ejes d y q del generador sincrónico con la resistencia despreciada. De estos circuitos equivalentes se pueden obtener diferentes modelos para el generador sincrónico, dependiendo si se tienen en cuenta los voltajes internos detrás de las correspondientes reactancias [33].

La correspondencia del lado derecho de la ecuación (3-17) con el anterior circuito equivalente se hace evidente cuando se aplica la ley de voltajes de Kirchhoff sobre la Figura **3-2** (a). Del mismo modo, el lado derecho de la ecuación (3-18) concuerda con la Ley de Voltajes de Kirchhoff sobre la Figura **3-2** (b), teniendo en cuenta que este no tiene ningún sistema de excitación [33].

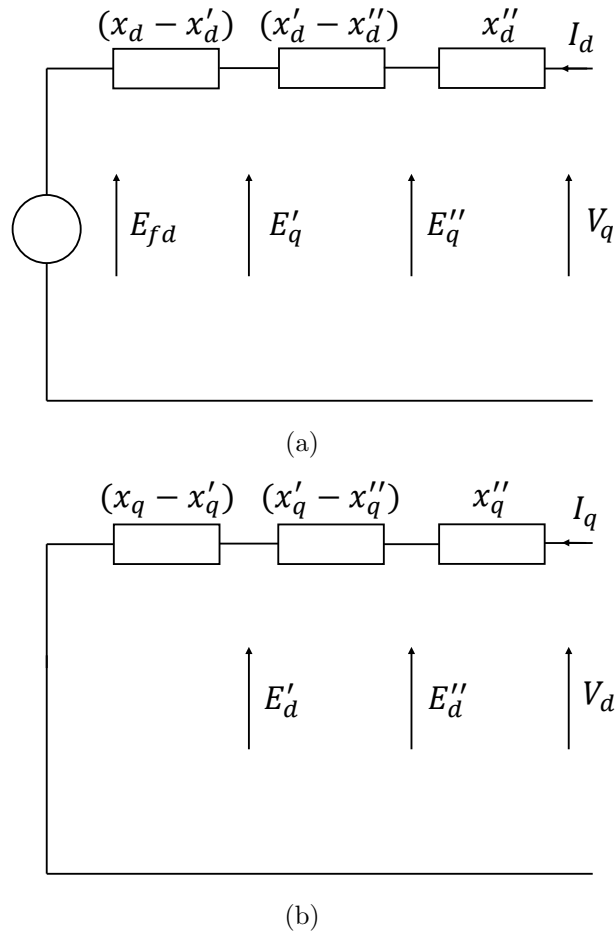


Figura 3-2: (a) Circuito equivalente del generador síncrono con las resistencias despreciadas para el eje d y (b) Circuito equivalente del generador síncrono con las resistencias despreciadas para el eje q [33].

Ecuaciones algebraicas para el estator de la máquina

Las ecuaciones diferenciales (3-17) y (3-18) para el rotor, se deben complementar con dos ecuaciones adicionales para el estator. Ya que se desprecian los transitorios del estator, las dos ecuaciones para el estator son algebraicas y se derivan partiendo de las ecuaciones de voltaje para el estator, dado en [30]

$$\frac{d\psi_d}{dt} = -(v_d + ri_d + \omega\psi_q) \quad (3-19)$$

$$\frac{d\psi_q}{dt} = -(v_q + ri_q + \omega\psi_d) \quad (3-20)$$

Bajo operación balanceada, (3-19) y (3-20) se convierten en

$$-v_d - ri_d - \omega\psi_q = 0 \quad (3-21)$$

$$-v_q - ri_q + \omega\psi_d = 0 \quad (3-22)$$

Los enlaces de flujo del estator y los voltajes de velocidad para ambos ejes se definen como se muestra a continuación [30]

$$\psi'_d = (\psi_d - L'_d i_d) \quad (3-23)$$

$$\psi'_q = (\psi_q - L'_q i_q) \quad (3-24)$$

$$e'_d = -\omega\psi'_q \quad (3-25)$$

$$e'_q = -\omega\psi'_d \quad (3-26)$$

Sustituyendo (3-23) a (3-26) en (3-21) y (3-22), se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones

$$e'_d = v_d + ri_d + x'_q i_q \quad (3-27)$$

$$e'_q = v_q + ri_q - x'_d i_d \quad (3-28)$$

Las cantidades referidas del rotor (3-27) y (3-28) se dividen entre $\sqrt{3}$, con el fin de obtener las cantidades RMS equivalentes del estator, correspondientes a las ecuaciones algebraicas del estator de la máquina [30, 32]

$$E'_d = V_d + rI_d + x'_q I_q \quad (3-29)$$

$$E'_q = V_q + rI_q - x'_d I_d \quad (3-30)$$

donde V_d y V_q son los voltajes de la máquina en los ejes d y q , respectivamente, y r es la resistencia de armadura. Usualmente esta se desprecia, de modo que (3-29) y (3-30) se convierten en

$$E'_d = V_d + x'_q I_q \quad (3-31)$$

$$E'_q = V_q - x'_d I_d \quad (3-32)$$

Potencia eléctrica para el modelo de dos ejes

La potencia eléctrica en pu de la máquina en una base de potencia trifásica se calcula como sigue [30]

$$P_e = V_d I_d + V_q I_q \quad (3-33)$$

Remplazando (3-31) y (3-32) en (3-33), la potencia eléctrica para el modelo de dos ejes se expresa

$$P_e = E'_q I_q + E'_d I_d \left(x'_d - x'_q \right) I_d I_q \quad (3-34)$$

Enlace entre las cantidades de red y las variables del generador síncronico

El enlace entre las cantidades de red y las variables del generador síncronico se lleva a cabo a través del conjunto de ecuaciones [32]

$$V_d = -V \sin(\delta - \theta) \quad (3-35)$$

$$V_q = V \cos(\delta - \theta) \quad (3-36)$$

donde V y θ son la magnitud y el ángulo de los voltajes de barra, respectivamente. Las barras donde se conectan los generadores sincrónicos deben corresponder a las barras slack o PV en el análisis del flujo de potencia.

En resumen, el modelo de dos ejes para el generador sincrónico está dado por cuatro ecuaciones diferenciales (3-8), (3-9), (3-17), y (3-18) produciendo un modelo de cuarto orden. El modelo también contiene las dos ecuaciones algebraicas (3-31) y (3-32) y la expresión para la potencia eléctrica corresponde a (3-34) [32, 34]. El modelo de dos ejes permite la representación de los efectos transitorio, subtransitorio, amortiguamiento y saturación; sin embargo, los efectos de la saturación magnética, así como la resistencia del devanado de estator son usualmente despreciados en los estudios de estabilidad transitoria [25].

3.1.3. Integración del generador sincrónico en la red eléctrica

En estudios de estabilidad transitoria es una práctica común considerar una red AC simétrica de tal forma que ésta pueda ser representada por su equivalente monofásico. A partir de (3-31) y (3-32) se obtienen las expresiones para las componentes de armadura como

$$I_q = \frac{E'_d - V_d}{x'_q} \quad (3-37)$$

$$I_d = \frac{V_q - E'_q}{x'_d} \quad (3-38)$$

La corriente de armadura mostrada en la Figura 3-3 se puede calcular como [32]

$$I_a = (I_q + jI_d) e^{j\delta} \quad (3-39)$$

Sustituyendo (3-37) y (3-38) en (3-39), produce

$$I_a = \left(\left(\frac{E'_d - V_d}{x'_q} \right) + j \left(\frac{V_q - E'_q}{x'_d} \right) \right) e^{j\delta} \quad (3-40)$$

En estudios de estabilidad transitoria, se acepta la igualdad $x'_d = x'_q$. Además, multiplicando ambos lados de (3-40) por j , esta ecuación se convierte en [32]

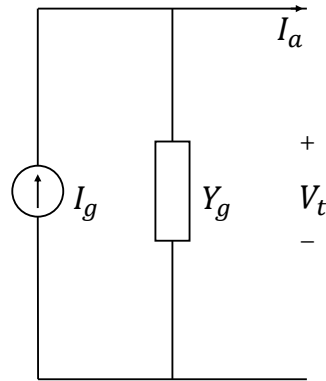


Figura 3-3: Circuito equivalente del generador [32].

$$I_a = \frac{j}{j} \left(\left(\frac{E'_d - V_d}{x'_q} \right) + j \left(\frac{V_q - E'_q}{x'_d} \right) \right) e^{j\delta} \quad (3-41)$$

$$I_a = \frac{1}{jx'_d} \left(j(E'_d - V_d) - (V_q - E'_q) \right) e^{j\delta} \quad (3-42)$$

$$I_a = \frac{1}{jx'_d} \left((E'_q - jE'_d) - (V_q + jV_d) \right) e^{j\delta} \quad (3-43)$$

Sabiendo que

$$E' = (E'_q + jE'_d) e^{j\delta} \quad (3-44)$$

$$V_t = (V_q + jV_d) e^{j\delta} \quad (3-45)$$

Sustituyendo (3-44) y (3-45) en (3-43), se llega a la siguiente ecuación, a partir de la cual se establece el circuito equivalente del generador ilustrado en la Figura **3-3** [32]

$$I_a = \frac{1}{jx'_d} (E' - V_t) \quad (3-46)$$

En el circuito de la Figura **3-3**, la admitancia shunt se calcula como

$$Y_g = \frac{1}{jx'_d} \quad (3-47)$$

Entonces la fuente de corriente del generador I_g se obtiene por medio de

$$I_g = E' Y_g = \frac{1}{jx'_d} (E'_q + jE'_d) e^{j\delta} \quad (3-48)$$

Es importante notar que únicamente los nodos de generación tendrán una corriente diferente de cero; esta corriente está dada por (3-48) para el caso de los generadores sincrónicos.

3.1.4. Inicialización del generador sincrónico

La inicialización es el punto de partida de las simulaciones en el dominio del tiempo y establece los valores iniciales de las variables algebraicas y dinámicas. Los resultados de la solución del flujo de potencia son los valores iniciales de las variables algebraicas. Para las variables dinámicas la inicialización se obtiene haciendo cero el término de derivada de las respectivas ecuaciones de cada componente. Para el caso del generador sincrónico el proceso parte de calcular la corriente de armadura inicial de la máquina [32].

$$I_{a0} = \frac{P_{pf} - jQ_{pf}}{V_t^*} \quad (3-49)$$

donde P_{pf} y Q_{pf} son las potencias activa y reactiva, respectivamente, y V_t es el voltaje de barra. El voltaje interno de estado estable se calcula por medio de

$$E_{q0} = V_t + jx_q I_{a0} \quad (3-50)$$

Las componentes de la corriente de armadura inicial de la máquina en los ejes d y q se calculan como

$$I_{d0} = -|I_{a0}| \sin(\delta_0 - \phi_0) \quad (3-51)$$

$$I_{q0} = |I_{a0}| \cos(\delta_0 - \phi_0) \quad (3-52)$$

donde $|I_{a0}|$ y ϕ_0 representan la magnitud y el ángulo de la corriente de armadura inicial de la máquina, respectivamente, y δ_0 es el ángulo del voltaje interno en estado estable. El voltaje de campo inicial se calcula así

$$E_{fd0} = |E_{q0}| - (x_d - x_q) I_{d0} \quad (3-53)$$

La componente del voltaje interno transitorio en el eje d se obtiene haciendo cero el término del lado izquierdo en (3-17), el cual está asociado con la derivada en el tiempo de esta componente. Esto conlleva a

$$E'_{q0} = E_{fd0} + (x_d - x'_d) I_{d0} \quad (3-54)$$

El mismo procedimiento se ejecuta para (3-18); de tal forma que la componente del voltaje transitorio interno en el eje d está dada por

$$E'_{d0} = - (x_q - x'_q) I_{q0} \quad (3-55)$$

3.1.5. Centro de inercia

Existen varias formas de referir las posiciones angulares del rotor de los generadores síncronos. Las dos más comúnmente usadas son:

- Referir las posiciones angulares del rotor con respecto al ángulo del generador síncrono conectado a la barra slack, el cual usualmente tiene la inercia más grande; esto resulta en $NG - 1$ ángulos del rotor relativos, donde NG es el número de generadores síncronos en el sistema [35].
- Referir todas las posiciones angulares del rotor con respecto al centro de inercia, el cual se define como una suma ponderada de las posiciones angulares del rotor y de sus velocidades, basadas en la constante de inercia de cada generador síncrono. El centro de inercia es el que se emplea en este documento y se define mediante (3-56) y (3-57) para las posiciones angulares y las velocidades del rotor, respectivamente.

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{NG} H_i \delta_i}{\sum_{i=1}^{NG} H_i} \quad (3-56)$$

$$\omega_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{NG} H_i \omega_i}{\sum_{i=1}^{NG} H_i} \quad (3-57)$$

3.2. Líneas de transmisión

La elección de un modelo apropiado de línea de transmisión depende principalmente de dos parámetros: la distancia de la línea y la frecuencia del fenómeno estudiado. Estos dos parámetros derivan el concepto de longitud eléctrica. Una línea de transmisión es eléctricamente corta cuando la longitud de la línea es mucho más pequeña que la longitud de onda, mientras que es eléctricamente larga cuando la longitud de la línea es mucho mayor que la longitud de onda. La longitud de onda se calcula como [36]

$$\lambda = \frac{u}{f} \quad (3-58)$$

donde u es la velocidad de la onda y f es la frecuencia de la onda. En este sentido, para estudios de estabilidad las líneas de transmisión se modelan empleando el modelo de parámetros concentrados, usado comúnmente en estudios de estado estable y para modelar líneas de transmisión de longitud media y corta operando a frecuencia industrial. Los estudios de estabilidad transitoria únicamente implican bajas frecuencias y se admite asumir a lo largo del estudio que la frecuencia de las señales de voltaje y corriente permanece cerca de sus valores nominales.

Un modelo de línea de parámetros concentrados es el circuito π nominal, el cual tiene dos componentes: la impedancia serie, y la admitancia en derivación como se muestra en la Figura 3-4. La impedancia serie se compone de la resistencia y la reactancia de la línea, y la admitancia en derivación depende de la capacitancia de la línea y se divide equitativamente en los terminales de la línea [36].

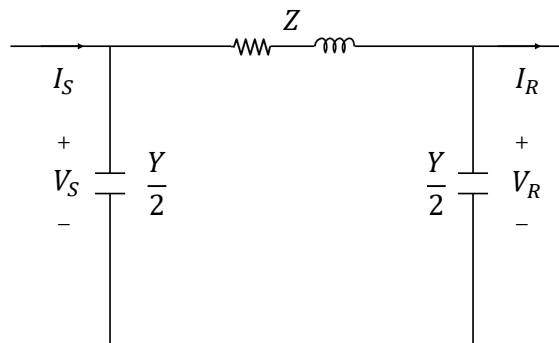


Figura 3-4: Circuito π nominal de la línea de transmisión [36].

Aplicando la Ley de Voltajes de Kirchhoff sobre el circuito de la Figura 3-4 se obtiene la primera ecuación de la línea de transmisión, así

$$-\frac{\partial V_S}{\partial t} = RI_S + L\frac{\partial I_S}{\partial t} \quad (3-59)$$

Del mismo modo, aplicando la Ley de Corrientes de Kirchoff sobre el circuito de la Figura 3-4 se obtiene la segunda ecuación de la línea de transmisión

$$-\frac{\partial I_S}{\partial t} = GV_S + C\frac{\partial V_S}{\partial t} \quad (3-60)$$

3.3. Transformadores

Los transformadores se pueden modelar adecuadamente mediante un circuito T equivalente, donde las impedancias de dispersión y magnetización se representan mediante ramas serie y en derivación, respectivamente. En estudios de estabilidad es una práctica común despreciar la rama de magnetización. Esta representación es válida únicamente cuando los taps de los transformadores se fijan en su posición nominal; pero cuando esta condición no se cumple se debe emplear un circuito π equivalente como se muestra en la Figura 3-5 [30].

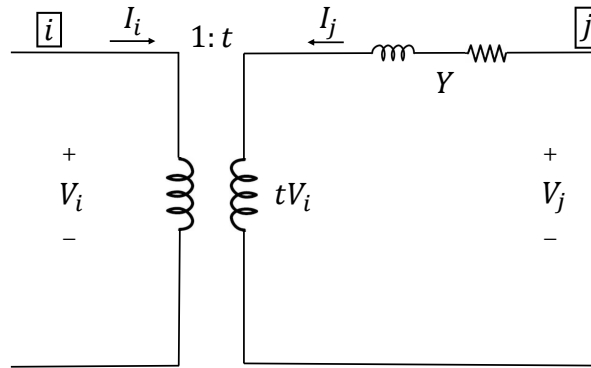


Figura 3-5: Circuito del transformador para una relación de vueltas $1/t$ [36].

donde Y es la admitancia serie, $1/t$ es la relación de vueltas, y I_i , I_j y V_i , V_j son las corrientes y voltajes en los nodos i y j , respectivamente. La admitancia se ubica en el mismo lado donde se colocan los taps, el cual es usualmente el lado de alto voltaje del transformador. Las potencias complejas dentro del transformador en cada lado se pueden calcular como [36]

$$S_i = V_i I_i^* \quad (3-61)$$

$$S_j = tV_i I_j^* \quad (3-62)$$

Dado que la potencia compleja S_i debe ser igual al negativo de la potencia compleja S_j , porque las pérdidas en el transformador pueden ser despreciadas, entonces

$$I_i = -t^* I_j \quad (3-63)$$

La corriente en el nodo j en la Figura **3-5** se puede calcular como [36]

$$I_j = (V_j - tV_i)Y = tYV_i + YV_j \quad (3-64)$$

Multiplicando ambos lados de (3-64) por $-t^*$ y sustituyendo (3-63) en este resultado, se obtiene la siguiente expresión

$$I_i = tt^* YV_i - t^* YV_j \quad (3-65)$$

Considerando que $tt^* = |t|^2$, (3-65) se convierte en

$$I_i = |t|^2 YV_i - t^* YV_j \quad (3-66)$$

La combinación de las ecuaciones (3-64) y (3-66) expresadas en forma matricial se representa de la siguiente manera

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |t|^2 Y & -t^* Y \\ -tY & Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (3-67)$$

Esto corresponde a la forma general cuando t es un número complejo, pero con el fin de regular únicamente la magnitud del voltaje, t se puede manipular como un número real. Así se modifica (3-67) quedando como

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |t|^2 Y & -tY \\ -tY & Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (3-68)$$

El circuito π equivalente mostrado en la Figura **3-6** se construye a partir de (3-68).

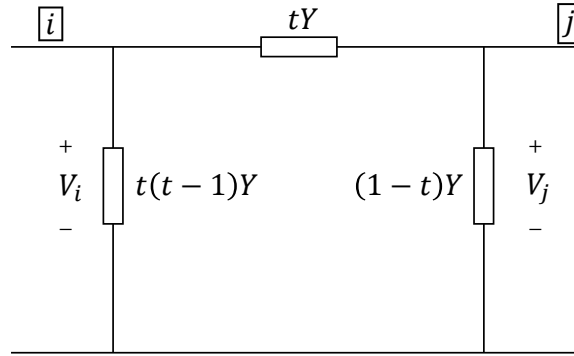


Figura 3-6: Circuito π equivalente para relación de vueltas fuera de la nominal [36].

3.4. Cargas

En forma general, las cargas se categorizan como estáticas y dinámicas. Comúnmente en los estudios de estabilidad transitoria las cargas se tratan como admitancias constantes en derivación, la cual es una clase de cargas estáticas [24]. Este tipo de modelo de carga es un caso particular del modelo de voltaje estático, cuya expresión se define como [32]

$$P_L = f_P(V_L) \quad (3-69)$$

$$Q_L = f_Q(V_L) \quad (3-70)$$

donde V_L es el voltaje en las barras de carga, P_L y Q_L son las potencias activa y reactiva en las barras de carga, y f_P y f_Q son funciones no lineales dadas por [30, 32]

$$P_L = f_P(V_L) = a_0 + a_1V_L + a_2V_L^2 \quad (3-71)$$

$$Q_L = f_Q(V_L) = b_0 + b_1V_L + b_2V_L^2 \quad (3-72)$$

donde a y b son parámetros de sensibilidad de voltaje, que toman valores entre cero y uno, dependiendo de la composición de la carga. Para el caso de admitancias constantes en derivación, los parámetros a_0 , a_1 , b_0 y b_1 son iguales a cero; por lo tanto, en los estudios de estabilidad transitoria el cálculo se realiza mediante [32]

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{V_L^2} \quad (3-73)$$

La inclusión de las cargas como admitancias constantes en derivación en los programas de estabilidad tiene la ventaja de ser muy simple, ya que éstas son únicamente adjuntadas a las correspondientes posiciones diagonales en la matriz de admitancias.

3.5. Ecuación de nodo

El fenómeno de estabilidad transitoria en los sistemas de potencia pertenece al intervalo de frecuencia entre 0.1 a 10 Hz, por ello, la red se puede representar mediante una matriz de impedancia o admitancia constantes, la cual relaciona los voltajes de barra con las inyecciones de corriente en cada barra, así

$$I = YV \quad (3-74)$$

donde I es el vector de inyecciones de corriente, V es el vector de voltajes de barra complejos, y Y es la matriz de admitancia nodal. Para un sistema de potencia con N barras, los términos en (3-74) se calculan como

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (3-75)$$

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (3-76)$$

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (3-77)$$

4 Estabilidad en sistemas de potencia

Este capítulo expone el fenómeno de estabilidad transitoria como mecanismo para estimar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. También, se presentan la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación como indicadores para evaluar la estabilidad transitoria. Posteriormente, se muestra la representación del sistema de potencia a través del conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas, resueltas mediante el análisis en el dominio del tiempo, usando los solvers de integración numérica de Matlab. Finalmente, se exponen los métodos de integración numérica incluidos en Matlab, a decir, la fórmula numérica de diferenciación y la regla trapezoidal.

4.1. Descripción del fenómeno

El sistema eléctrico de potencia, así como cualquier otro sistema dinámico está expuesto a alteraciones, introduciendo etapas de transición que llevan a cambios de estado del sistema. Así, la estabilidad se puede entender como la capacidad de la red eléctrica, de alcanzar una condición de equilibrio después ser sometida a una perturbación o cambio topológico, alcanzando un nuevo estado de operación. Este fenómeno ha sido ampliamente estudiado desde los comienzos de la industria eléctrica, con el fin de evaluar el comportamiento dinámico de todo el sistema y garantizar la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos [37].

Cuando se desprecian las pérdidas y se asume el sistema de potencia operando en estado estable, la potencia mecánica P_m y la potencia eléctrica P_e están balanceadas. Estas potencias son equivalentes al producto de la velocidad sincrónica angular con los pares mecánico y eléctrico, respectivamente. El par mecánico T_m está dado por la turbina e impone la dirección de rotación al eje del generador, y por otra parte el par eléctrico T_e está dado por el generador y se encuentra en dirección opuesta a T_m , como se muestra en la Figura 4-1 [38].

Durante una perturbación, P_e cambia de tal forma que se altera el balance de potencia, así como el balance de pares. Esto se debe a que P_e tiene la propiedad de cambiar más rápido que P_m , ya que este último involucra acciones de las componentes mecánicas, las cuales están asociadas a mayores tiempos de respuesta. Esta condición de desbalance temporal lleva el eje a acelerarse o desacelerarse, dependiendo si el valor resultante de P_e es mayor o menor que P_m [38]. De este modo, el sistema alcanza nuevamente el equilibrio cuando ya no hay

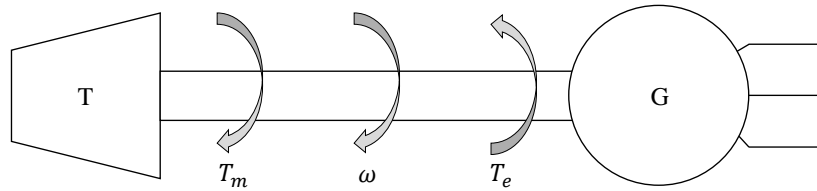


Figura 4-1: Pares mecánico y eléctrico aplicados al eje del generador [38].

diferencias entre P_e y P_m .

4.2. Clasificación de la estabilidad

Dado que un sistema de potencia moderno contiene equipos con diversas características y tasas de respuesta, se pueden presentar varios tipos de inestabilidad, dependiendo de la configuración de la red, las condiciones de operación del sistema y la forma de la perturbación [37].

La estabilidad se clasifica según las categorías indicadas en la Figura 4-2. Estas categorías tienen en cuenta la naturaleza física de las variables, el tamaño de la perturbación y el intervalo de tiempo del estudio. Así, esta clasificación permite seleccionar las metodologías para evaluar la estabilidad y con esto identificar las causas de inestabilidad [37].

4.3. Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria hace referencia a la capacidad del sistema de potencia de mantenerse en sincronismo cuando se encuentra sometido a eventos o perturbaciones que impliquen grandes cambios en la topología de la red [37]. En este contexto las ecuaciones no lineales que describen el comportamiento del sistema de potencia ya no son aplicables para linealización y se debe determinar una solución completa del sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas a través de técnicas de integración numérica. Como se ilustra en la Figura 4-2 la estabilidad transitoria es una subcategoría de la estabilidad del ángulo del rotor.

La estabilidad del ángulo del rotor trata con los cambios de la potencia de salida de las máquinas síncronas de acuerdo a las variaciones del ángulo del rotor posteriores a una perturbación [4]. Las oscilaciones del ángulo del rotor subsiguientes a una perturbación tienen que ser amortiguadas, de tal forma que permanezcan limitadas y los generadores puedan continuar operando en sincronismo [8].

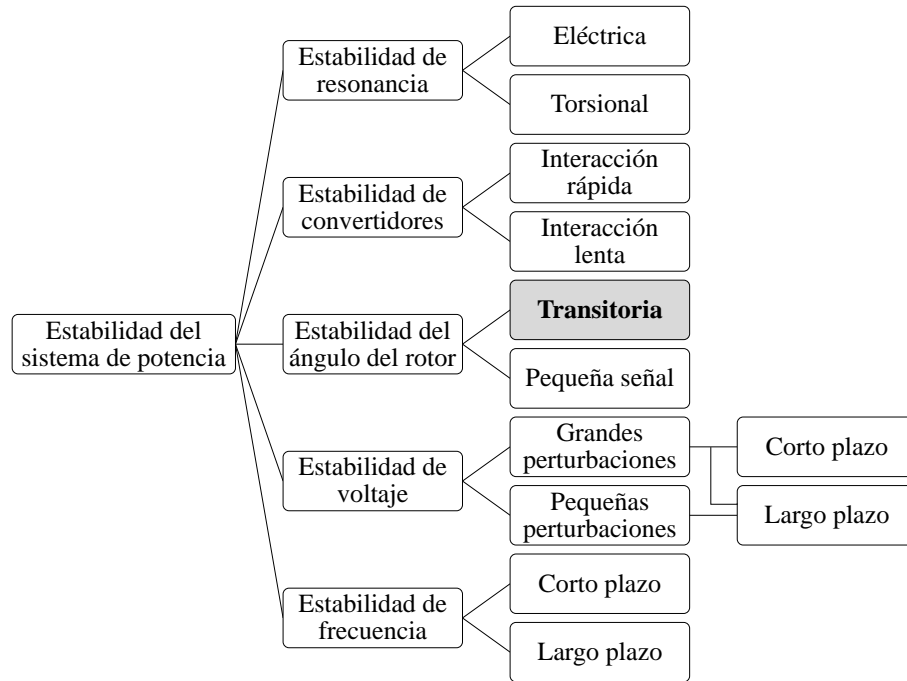


Figura 4-2: Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia [37].

Cuando un generador está operando más rápido que otro, el ángulo del rotor del primero se incrementa con respecto al generador más lento. En este sentido, la máquina más rápida toma parte de la carga previamente manejada por la segunda máquina y este hecho disminuye la desviación de los ángulos del rotor. Un sistema de potencia es inestable cuando la energía cinética asociada a estas diferencias de velocidad no se puede mitigar [37].

Otra forma de perder la estabilidad es por causa del inadecuado par de restablecimiento subsecuente a las desviaciones del ángulo del rotor. Después de una perturbación el cambio en el par electromagnético tiene dos componentes actuando juntas sobre los generadores; estas componentes se conocen como el par de sincronismo y el par amortiguador, respectivamente [38, 4]

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega \quad (4-1)$$

donde $K_D \Delta \omega$ es el par de amortiguamiento el cual está en fase con la desviación de velocidad. La estabilidad del sistema de potencia se asegura con la coexistencia de las dos componentes de par y la falta de cualquiera de éstas ocasiona los siguientes tipos de inestabilidad [37]:

- Falta de par de sincronismo: este se produce cuando no se dispone el control de excitación, lo cual resulta en incremento del ángulo del rotor causando inestabilidad aperiódica o no oscilatoria [4].
- Falta de par de amortiguamiento: el par de amortiguamiento se reduce debido a la acción rápida de los sistemas de excitación; su carencia conlleva oscilaciones del ángulo del rotor con amplitudes crecientes causando inestabilidad oscilatoria [38, 4].

4.4. Indicadores de estabilidad transitoria

El tiempo y ángulo de aclaramiento crítico son los indicadores de estabilidad transitoria más conocidos y representan la condición límite en la cual el sistema es capaz de mantenerse estable [31]. Estos dos indicadores surgen a partir del concepto del criterio de las áreas iguales, de tal forma que mientras el tiempo de aclaramiento de la falla es menor que el tiempo crítico y el ángulo del rotor asociado es menor que el ángulo crítico, el sistema permanece en sincronismo; de lo contrario, el ángulo del rotor se incrementa indefinidamente y la máquina realiza una rotación asincrónica perdiendo la estabilidad con el resto del sistema [8, 33].

No obstante, estos indicadores no son adecuados para estudios prácticos, ya que su cálculo requiere de reiteradas simulaciones variando el tiempo de aclaramiento y el ángulo hasta que correspondan a sus contrapartes críticas, respectivamente [35]. Por lo tanto, se analizarán dos indicadores más prácticos que son: la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación. Estos últimos se prefieren como indicadores de estabilidad transitoria en lugar de los primeros, principalmente debido a la reducción de tiempo en su procesamiento de cálculo [8].

4.4.1. Desviación máxima de la velocidad del rotor

La desviación máxima de la velocidad del rotor es el valor máximo que la velocidad del rotor alcanza a través de perturbaciones transitorias. Cuando la desviación máxima de la velocidad del rotor se incrementa como consecuencia de tiempos de aclaramiento más grandes, el margen de estabilidad transitoria se reduce y así el sistema se hace más susceptible a inestabilidad [8]. La desviación máxima de la velocidad del rotor se indica en la Figura 4-3 y se puede calcular como

$$\text{Desviación máxima de la velocidad del rotor} = \frac{|\omega_{r,max} - \omega_{r,nom}|}{\omega_{r,nom}} \quad (4-2)$$

donde $\omega_{r,max}$ y $\omega_{r,nom}$ son la velocidad del rotor máxima y nominal, respectivamente

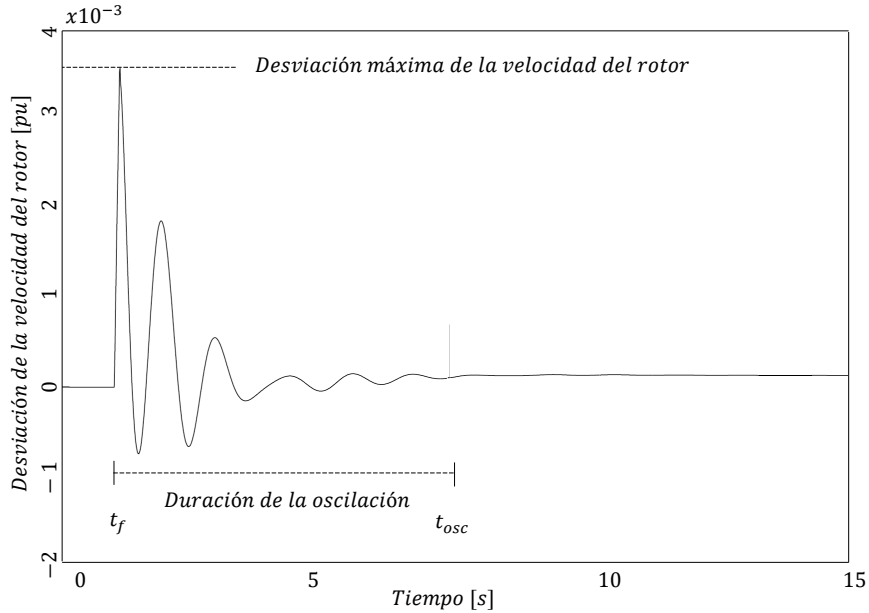


Figura 4-3: Indicadores de estabilidad transitoria [8].

4.4.2. Duración de oscilación

La duración de oscilación se refiere al intervalo de tiempo desde el inicio de la perturbación hasta el momento donde la velocidad del rotor permanece en una banda de 10^{-4} pu a lo largo de un intervalo de tiempo mayor que 2,5 s [8]. La duración de la oscilación se indica en la Figura 4-3 y se puede calcular como

$$\text{Duración de la oscilación} = t_{osc} - t_f \quad (4-3)$$

donde t_f es el tiempo cuando se aplica la falla, y

$$t_{osc} = \min \{t : |\omega_r(t + n\Delta t) - \omega_r(t)| \leq 10^{-4}; n = 1, \dots, 2,5/\Delta t\} \quad (4-4)$$

donde $\omega_r(t)$ es la velocidad del rotor en el tiempo t y Δt es el paso de la simulación.

4.5. Análisis del sistema de potencia en el dominio del tiempo

La forma más precisa de llevar a cabo estudios de estabilidad transitoria, es a través de una simulación en el dominio del tiempo. Estas simulaciones tienen la ventaja de manipular modelos matemáticos complejos y proveer una descripción completa de las variables eléctricas y mecánicas a través del tiempo. La complejidad de los modelos matemáticos implicados, la eficiencia de los métodos numéricos y las dimensiones del sistema de potencia definen la carga computacional de las simulaciones en el dominio del tiempo. Para el caso de los sistemas de potencia, las ecuaciones que se resuelven con esta metodología se pueden representar a través de un sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas, como se muestra en [32]

$$\dot{y} = f(y, x) \quad (4-5)$$

$$0 = g(y, x) \quad (4-6)$$

donde y indica el vector de variables de estado o dinámicas, x son las variables algebraicas, f son las ecuaciones diferenciales, y g son las ecuaciones algebraicas. Las ecuaciones diferenciales describen el comportamiento dinámico de las variables tales como: posición angular y velocidad del rotor, deslizamiento del rotor del generador de inducción, respuestas de los sistemas de excitación y del gobernador, etc. [3]. Por otra parte, las ecuaciones algebraicas describen las componentes estáticas del sistema de potencia, tales como la red eléctrica, las cargas y el estator de los generadores. Las ecuaciones algebraicas g se refieren a las ecuaciones del balance de potencia y las variables algebraicas x corresponden al vector de voltajes complejos de barra. Las variables que aparecen en las ecuaciones diferenciales y también en las algebraicas se conocen como variables de interfaz [32].

Para los estudios de estabilidad transitoria, el conjunto de ecuaciones algebraicas (4-6) se compone utilizando un modelo de inyección de corriente. Así, las ecuaciones algebraicas corresponden a las expresiones para las inyecciones de corriente \bar{i} en las barras de la red y las variables algebraicas corresponden al vector de voltajes complejos de barra \bar{v} como sigue [24]

$$\dot{y} = f(y, \bar{v}) \quad (4-7)$$

$$0 = \bar{i}(y, \bar{v}) - \bar{Y}\bar{v} \quad (4-8)$$

donde \bar{Y} es la matriz de admitancias de barra.

La integración numérica de las ecuaciones (4-7) y (4-8) se puede llevar a cabo utilizando los enfoques particionado o simultáneo. En el enfoque particionado, y y \bar{v} se resuelven y actualizan secuencialmente; esto significa que en cada paso de integración (4-7) se resuelve separadamente para las variables dinámicas y (4-8) para las variables algebraicas. Este enfoque tiene algunas ventajas, como un tiempo de cómputo más rápido y la habilidad de soportar los métodos numéricos de integración explícitos e implícitos. Este enfoque ha sido utilizado en la mayoría de los programas de simulación desarrollados hasta ahora [32, 33]. Por otra parte, en el enfoque simultáneo las ecuaciones diferenciales f se discretizan y transforman en un conjunto de ecuaciones algebraicas, y se resuelven junto con las ecuaciones algebraicas en (4-8), con lo cual se logran eliminar los errores de interfaz del enfoque particionado [24]. Este enfoque es numéricamente más estable, tiene mejor convergencia y se puede resolver únicamente empleando método implícitos de integración [24]. El enfoque simultáneo es el que se propone en este documento.

4.5.1. Técnica de solución en Matlab

La solución en el dominio del tiempo de (4-7) y (4-8) se lleva a cabo empleando los solvers de Matlab de integración numérica. Estos solvers incluidos en Matlab son diseñados principalmente para tratar ecuaciones diferenciales ordinarias, pero los que se describen en el siguiente ítem también pueden resolver los sistemas de ecuaciones diferenciales algebraicas. Esta solución utilizando Matlab requiere definir una matriz de masa (M), la cual clasifica entre ecuaciones diferenciales y algebraicas. Esta matriz se puede calcular como

$$M = \text{sparse}(1 : nde, 1 : nde, \text{ones}(1 : nde), nde + nae, nde + nae) \quad (4-9)$$

donde nde indica el número de ecuaciones diferenciales, nae el número de ecuaciones algebraicas, sparse comando de Matlab para transformar un matriz dispersa, sacando los elementos iguales a cero, y ones es el comando de Matlab para crear series de unos. Por ejemplo, cuando $nde = 2$ y $nae = 3$ la matriz completa M está dada por

$$M = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

Entonces la matriz de masa se multiplica por la forma implícita de (4-7), como sigue

$$M\dot{y} = f(y, \bar{v}) \quad (4-11)$$

Es importante mencionar que en este último, la matriz de masa (4-10) es singular, la cual es una característica inherente de las ecuaciones diferenciales algebraicas [39].

4.6. Métodos de integración numérica

Las ecuaciones del sistema de potencia para estudios de estabilidad transitoria hacen parte de la categoría de sistemas rígidos, cuya principal característica es la coexistencia de dinámicas rápidas y lentas, donde es más conveniente el uso de métodos de integración implícitos. Los métodos implícitos emplean la función en el mismo paso de integración para calcular el valor de la variable desconocida; mientras que los métodos explícitos usan los valores previos [32]. Cualquier técnica empleada debe tener la propiedad de estabilidad numérica, asegurando que los errores numéricos no oscilen, así como suficiente precisión para propósitos ingenieriles, confiabilidad, flexibilidad y facilidad de mantenimiento. Las siguientes subsecciones describen los métodos numéricos utilizados por los solvers de Matlab que son capaces de manipular la solución de las ecuaciones diferenciales algebraicas.

4.6.1. Formulación de diferenciación numérica ode15s

La función de Matlab ode15s está basada en la formulación de diferenciación numérica, una versión más eficiente de la formulación de diferenciación hacia atrás, también conocidos como los métodos de Gear; éstos se caracterizan por el hecho que la formulación de diferenciación numérica provee una diferencia hacia atrás un orden mayor con el propósito de mejorar la precisión. El ode15s es una rutina de integración de orden variable, la cual puede cambiar entre los órdenes 1 – 5. Las propiedades del ode15s permiten seleccionar entre las versiones del método, así como especificar el orden más alto para la fórmula usada. El ode15s está orientado a resolver sistemas rígidos, cuya solución requiere la implementación de métodos de integración con buenas propiedades de estabilidad numérica [40]. La estabilidad numérica se garantiza a expensas que el método se limita hasta el quinto orden, lo cual se logra para el caso del ode15s, porque las formulaciones de órdenes más altos presentan malas propiedades de estabilidad numérica.

Como se mencionó previamente, cuando se tratan sistemas rígidos, es indispensable implementar un método de integración numérica implícito. La formulación de diferenciación de

orden k y tamaño de paso h hace parte de esta categoría [40]

$$\sum_{m=1}^k \frac{1}{m} \nabla^m y_{n+1} - hF(t_{n+1}, y_{n+1}) = 0 \quad (4-12)$$

El tamaño de paso en (4-12) se mantiene constante en la medida de lo posible, pero la formulación de diferenciación de propósito general cambia el tamaño de paso cuando se requiere como consecuencia de las dinámicas lentas y rápidas en los sistemas rígidos. Con el fin de resolver la ecuación implícita (4-12) se precisa el uso del método de Newton, cuya conjetura inicial está dada por

$$y_{n+1}^{(0)} = \sum_{m=0}^k \nabla^m y_n \quad (4-13)$$

La formula de diferenciación es una familia de ecuaciones relacionada con (4-12), las cuales fueron desarrolladas buscando mejorar las propiedades de estabilidad numérica del método de Gear para órdenes superiores [40]

$$\sum_{m=1}^k \frac{1}{m} \nabla^m y_{n+1} - hF(t_{n+1}, y_{n+1}) - \kappa \gamma_\kappa (y_{n+1} - y_{n+1}^{(0)}) = 0 \quad (4-14)$$

donde k es un parámetro escalar, y γ_κ son los coeficientes dados por

$$\gamma_\kappa = \sum_{j=1}^k \frac{1}{j} \quad (4-15)$$

Para el caso de $k = 0$, la ecuación (4-13) se convierte en (4-12).

4.6.2. Regla trapezoidal ode23t

La función de Matlab ode23t está basada en la regla trapezoidal de integración, siendo esta un método numérico implícito de paso simple, es decir, que tiene la característica de calcular la aproximación actual únicamente utilizando información de la solución obtenida en el paso

inmediatamente precedente [30]. Considerando la ecuación diferencial

$$\frac{dy}{dt} = f(y) \quad (4-16)$$

La integral de (4-16) sobre el intervalo de tiempo t_{n-1} a t_n está dado por

$$y_n - y_{n-1} = \int_{t_{n-1}}^{t_n} f(y) dt \quad (4-17)$$

La aproximación numérica de (4-17) se puede expresar como

$$\int_{t_{n-1}}^{t_n} f(y) dt = [f(y_{n-1}) + f(y_n)] \frac{h}{2} \quad (4-18)$$

donde $h = t_n - t_{n-1}$. Sustituyendo (4-18) en (4-17), se obtiene la siguiente fórmula implícita para la regla trapezoidal de integración

$$y_n - y_{n-1} = [f(y_{n-1}) + f(y_n)] \frac{h}{2} \quad (4-19)$$

5 Impactos de la energía eólica en la estabilidad transitoria

Este capítulo presenta las simulaciones de la influencia de la energía eólica en la estabilidad transitoria utilizando un sistema de prueba de nueve barras. Se proponen diferentes escenarios de simulación cambiando el nivel de participación de la energía eólica y se comparan con referencia a un caso base. Posteriormente, modificando la localización de las fallas se analizan las posiciones angulares del rotor y los indicadores de estabilidad transitoria.

5.1. Sistema de prueba de nueve barras

El sistema de prueba de nueve barras es ampliamente utilizado para estudios dinámicos en sistemas de potencia. Este sistema se muestra en la Figura 5-1 y sus principales características se indican en la Tabla 5-1.

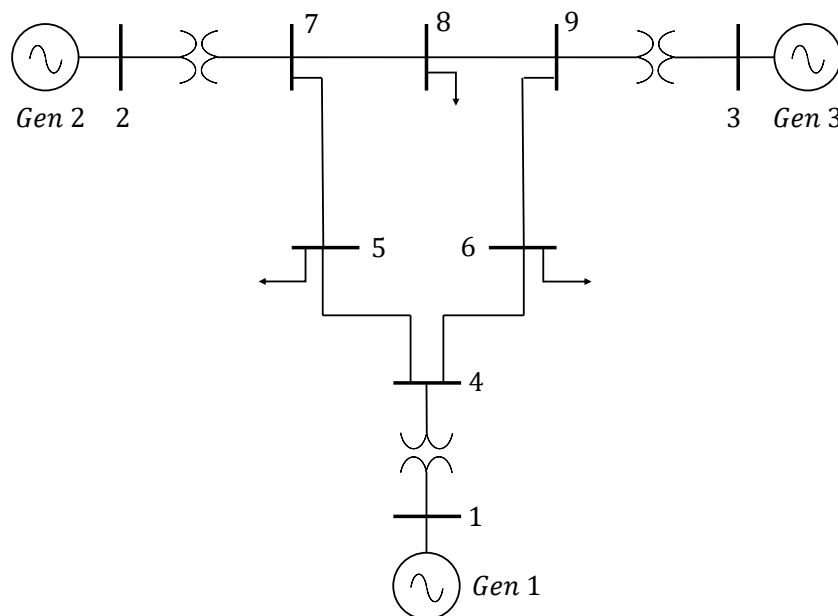


Figura 5-1: Diagrama unifilar del sistema de prueba de nueve barras.

Tabla 5-1: Características del sistema de prueba de nueve barras.

Características del sistema	Valores
Cantidad de barras	9
Cantidad de generadores	3
Cantidad de cargas	3
Cantidad de líneas de transmisión	9
Generación total	319.64 MW / 33.7 MVAR
Carga total	315 MW / 125.86 MVAR

5.2. Escenario de simulación

Se examina la estabilidad transitoria del sistema de prueba por medio de la aplicación de una falla trifásica en las barras de carga, que son las barras 5, 6 y 8 en la Figura 5-1. Las fallas son despejadas después de 100 ms sin cambiar la topología del sistema; esto significa que ningún componente sale de operación después de la falla.

En los escenarios propuestos para investigar los impactos de la energía eólica en la estabilidad transitoria, el objetivo es suplir el crecimiento de carga con sistemas de energía eólica, dando como resultado un crecimiento homogéneo de carga y generación de energía eólica. Por su parte, en el caso base el crecimiento de la carga no se suple con energía eólica sino a través de los generadores sincrónicos convencionales [8]. En ese orden de ideas, se define el nivel de participación de energía eólica como

$$\text{Nivel de participación} = \left(\frac{P_{WP}}{P_{WP} + P_{CG}} \right) 100\% \quad (5-1)$$

donde P_{WP} y P_{CG} son la potencia activa total generada por las turbinas eólicas y los generadores sincrónicos convencionales, respectivamente.

Los escenarios de simulación buscan equiparar el incremento de potencia activa de la carga con una cantidad equivalente de energía eólica. El nivel de participación de energía eólica se incrementa en pasos de 5 % hasta 25 %; de esta forma se obtienen seis subescenarios con niveles de participación de energía eólica de 0, 5, 10, 15, 20, y 25 %. La potencia activa suministrada por los generadores sincrónicos convencionales se mantiene constante excluyendo el generador sincrónico conectado a la barra slack, el cual está a cargo de compensar las pérdidas del sistema.

Para el caso base el incremento de carga se suple con la potencia de los generadores sincrónicos. Este caso base sirve como un punto de referencia, con el fin de contrastar la influencia de la energía eólica con lo que pasaría si el incremento de carga se suple de una manera tradicional mediante generadores sincrónicos.

5.3. Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor

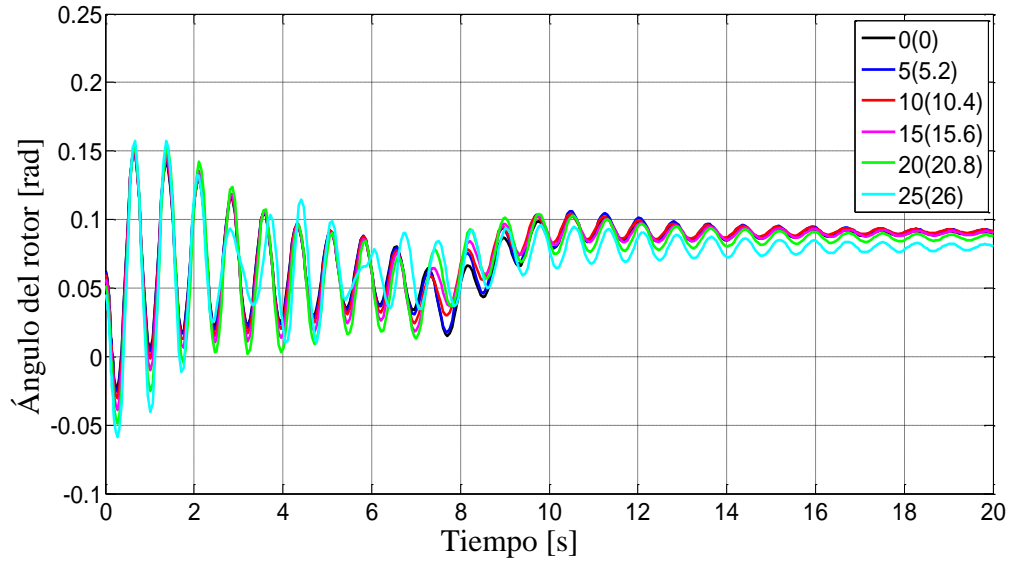
En este ítem se muestran los resultados para el ángulo del rotor de los generadores conectados en las barras 1 y 2. Para esto se consideran todos los escenarios de análisis, incluyendo el caso base y la aplicación de fallas trifásicas en las barras de carga.

5.3.1. Falla en la barra 5

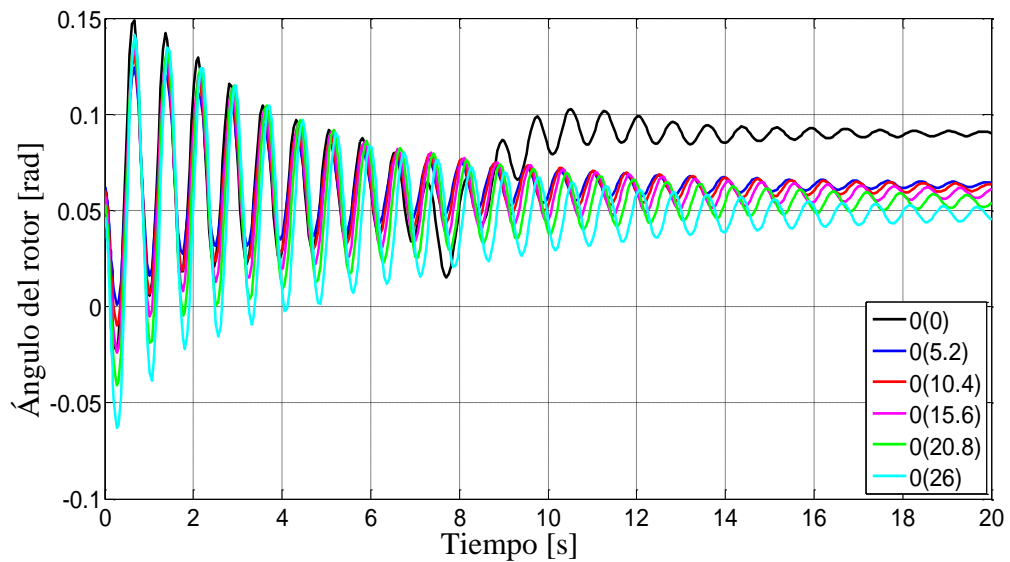
Las Figuras 5-2 y 5-3 ilustran las posiciones angulares del rotor de los generadores sincrónicos conectados a las barras 1 y 2, respectivamente. En ambos casos, la figura superior muestra el impacto del incremento en el nivel de participación de la energía eólica, mientras que la figura inferior expone el caso base donde el incremento de carga se satisface mediante generadores sincrónicos y la salida de potencia de las turbinas eólicas se mantiene igual a cero.

En estas gráficas se aprecia que en primer lugar las oscilaciones se atenúan más rápidamente cuando se emplean turbinas eólicas y después de los 10 s se alcanza un estado que se mantiene hasta el final de la simulación. Por otra parte, el caso base muestra únicamente para la curva negra un movimiento hasta un ángulo de rotor diferente al que se tiene antes de aplicar la falla trifásica; para los demás escenarios el ángulo de rotor inicial se mantiene prácticamente igual que después de aplicar y despejar la falla.

Para el caso de los ángulos del rotor del generador conectado en la barra 2, se aprecia una tendencia hacia la disminución de la posición angular final independiente si se emplean las turbinas eólicas o la generación convencional. Con respecto a la tendencia de amortiguación entre las dos gráficas está más igualada en comparación con el caso de la barra 1. Adicionalmente, el ángulo del rotor se mantiene similar para el caso de participación de energía eólica para los seis escenarios de simulación, a diferencia del caso base en donde se hace evidente que el ángulo del rotor toma posiciones diferentes en cada escenario, los cuales van desde aproximadamente 1 radián en el primer escenario hasta aproximadamente 1,3 radianes en el último escenario.



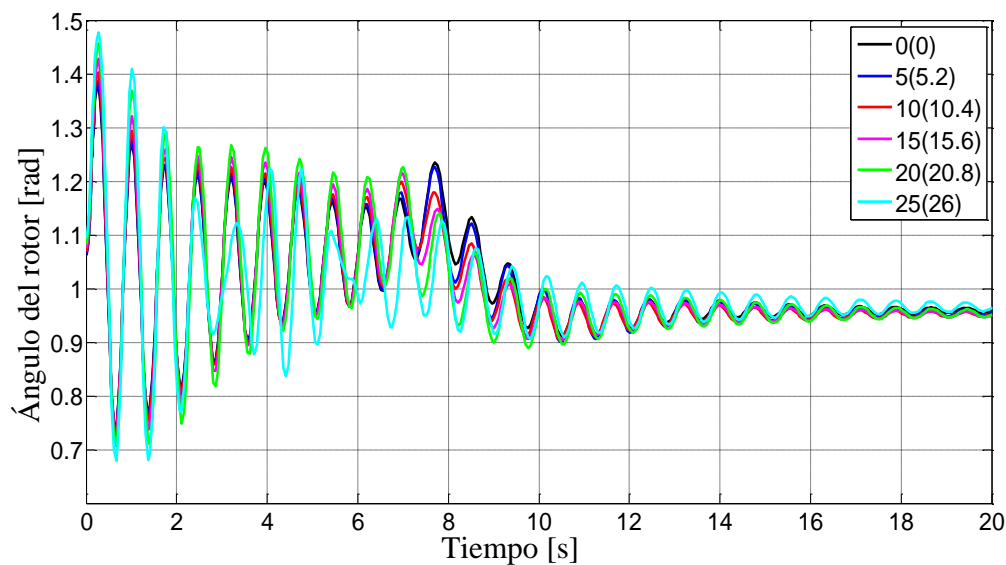
(a)



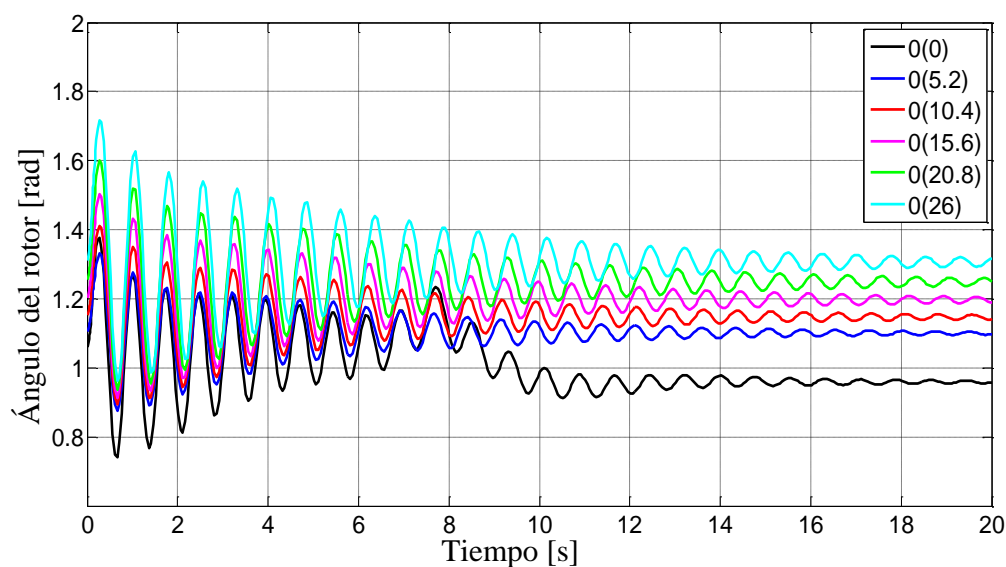
(b)

Figura 5-2: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 5 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.

5.3 Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor 51



(a)



(b)

Figura 5-3: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 5 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.

Las oscilaciones del ángulo del rotor más pronunciadas para el generador conectado a la barra 2 comparadas con las oscilaciones del generador conectado en la barra 1, resultan del hecho que este último tiene una mayor inercia, de tal forma que los desplazamientos angulares relativos son atenuados.

Así, la forma en que se amortiguan las oscilaciones es diferente para cada incremento del nivel de participación de energía eólica y el respectivo caso base, como consecuencia de las diferencias en el comportamiento dinámico de los generadores de inducción y los generadores sincrónicos.

5.3.2. Falla en la barra 6

Las Figuras 5-4 y 5-5 ilustran las posiciones angulares del rotor para los generadores sincrónicos conectados en las barras 1 y 2, respectivamente. En ambos casos, la figura superior muestra el impacto del incremento en el nivel de participación de la energía eólica, mientras que la figura inferior expone el caso base donde el incremento de carga se satisface mediante generadores sincrónicos y la salida de potencia de las turbinas eólicas se mantiene igual a cero.

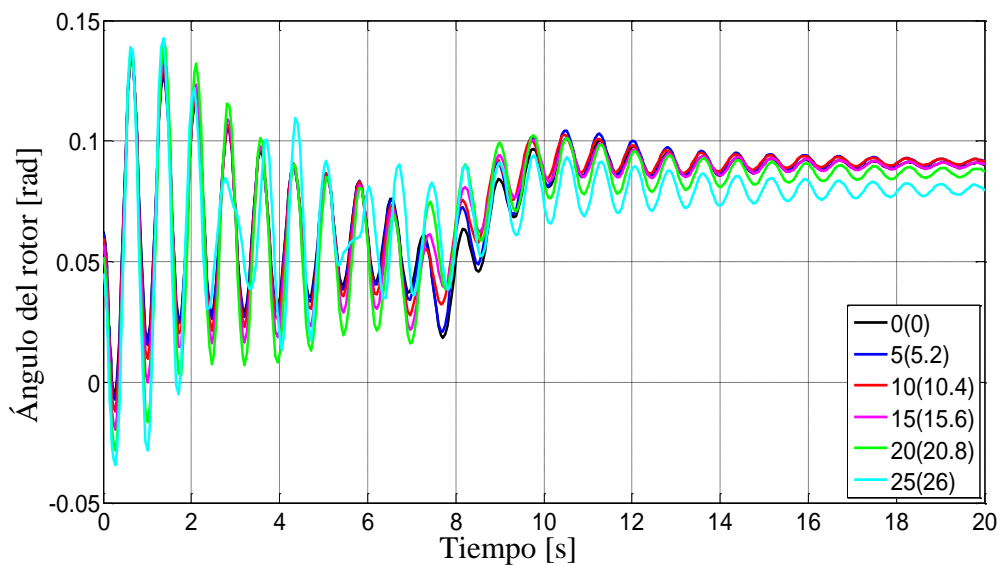
Al contrastar los resultados de las Figuras 5-2 y 5-4 se evidencia una fuerte similitud en la tendencia de las oscilaciones, con la diferencia que para el caso de la falla en la barra 6 los picos más altos del ángulo del rotor son inferiores al caso de la falla en la barra 5. También se conserva la tendencia del menor ángulo del rotor en la medida que se incrementa la carga para ambos casos.

5.3.3. Falla en la barra 8

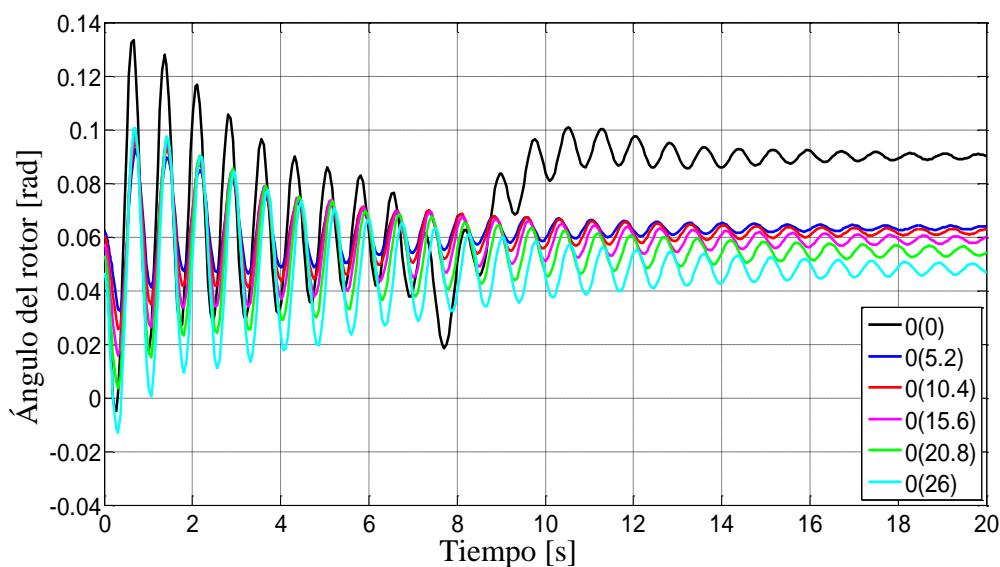
Las Figuras 5-6 y 5-7 ilustran las posiciones angulares del rotor para los generadores sincrónicos conectados en las barras 1 y 2, respectivamente. En ambos casos, la figura superior muestra el impacto del incremento en el nivel de participación de la energía eólica, mientras que la figura inferior expone el caso base donde el incremento de carga se satisface mediante generadores sincrónicos y la salida de potencia de las turbinas eólicas se mantiene igual a cero.

Cuando se contrastan los ángulos del rotor de cada generador en las localizaciones propuestas de falla, se puede concluir que para todos los casos las posiciones finales del ángulo del rotor para el generador conectado a la barra 1 son más altos cuando incrementa el nivel de participación de energía eólica en comparación con el caso base; por otra parte, para el generador conectado a la barra 2 las posiciones finales del ángulo del rotor son más alta para el caso base.

5.3 Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor 53

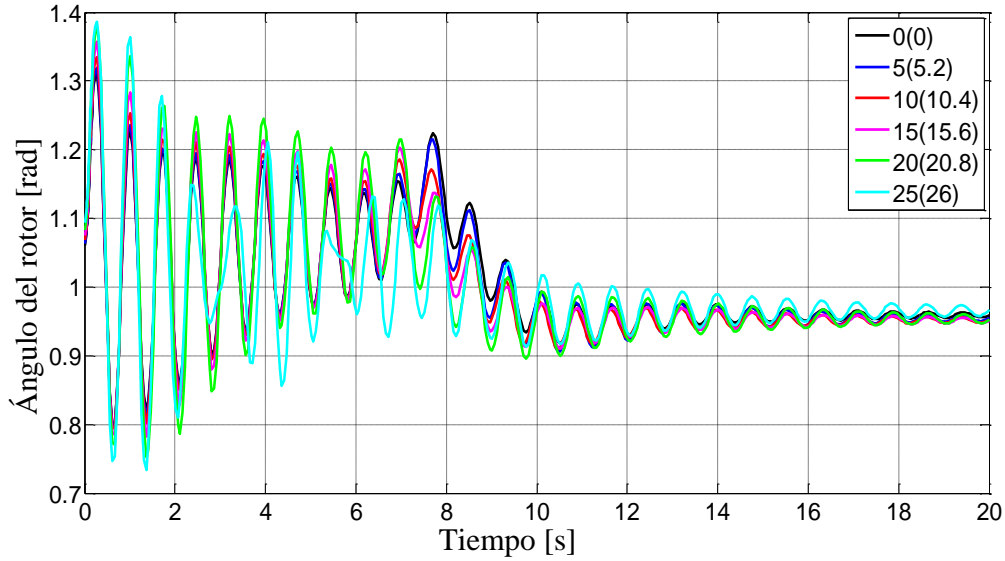


(a)

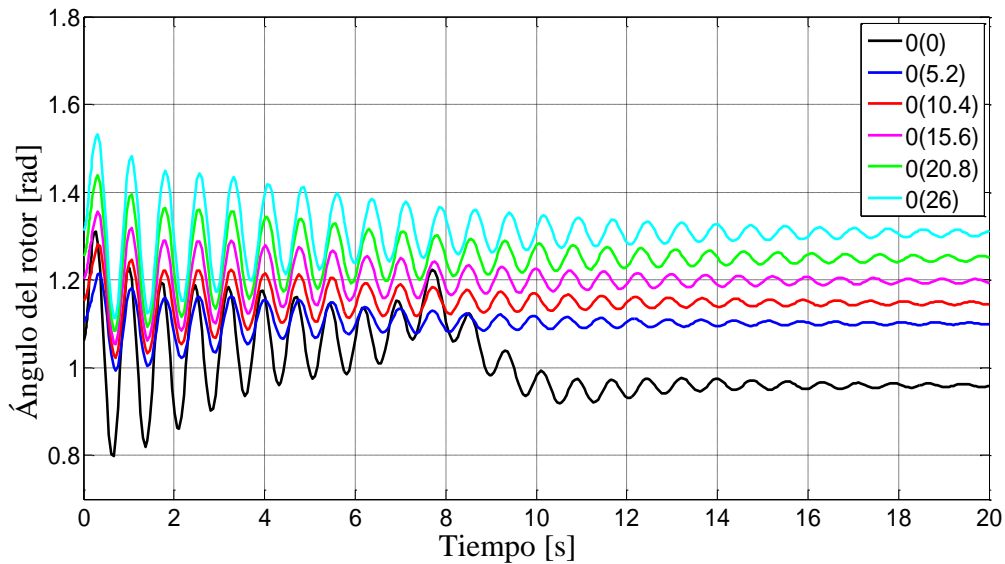


(b)

Figura 5-4: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 6 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.



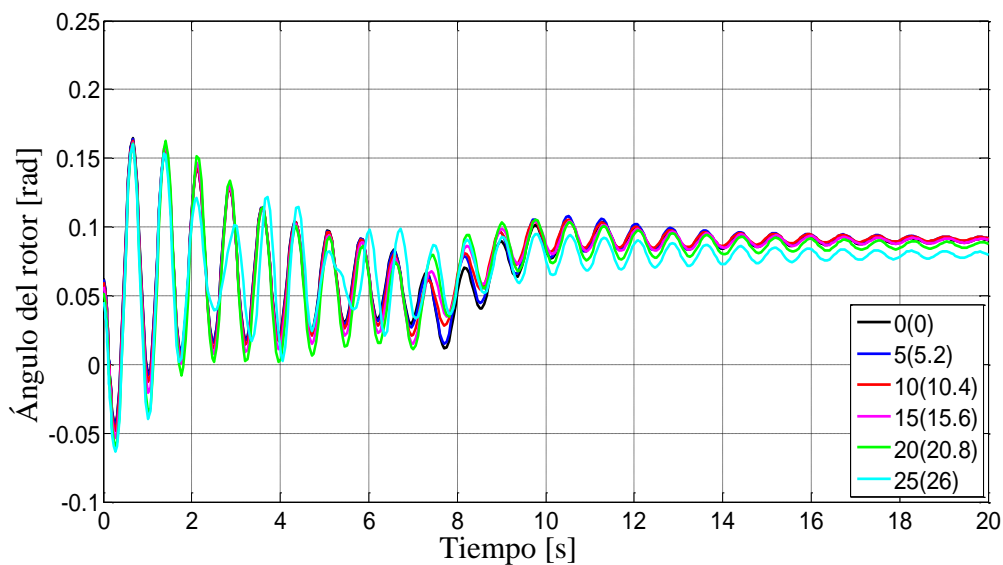
(a)



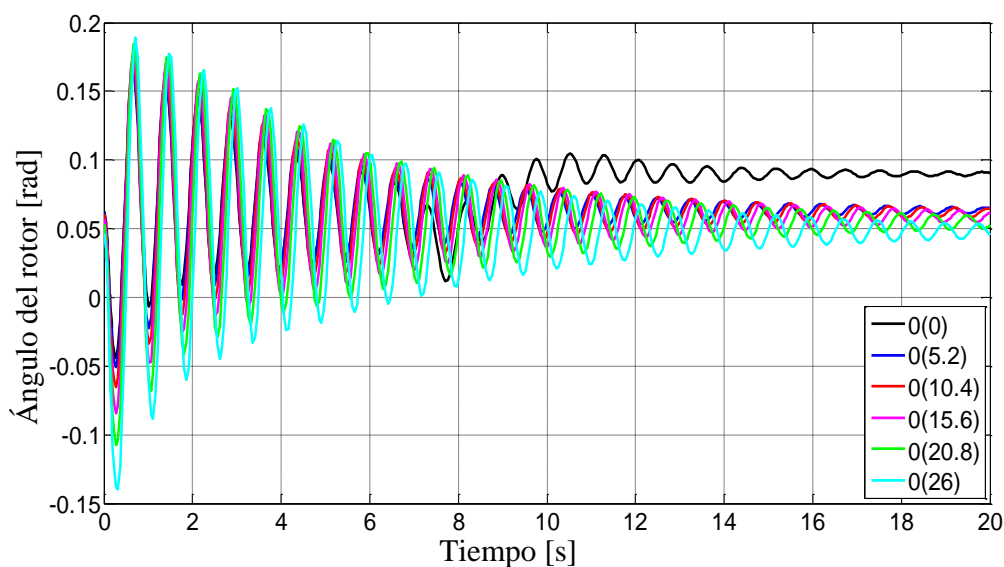
(b)

Figura 5-5: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 6 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.

5.3 Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor 55

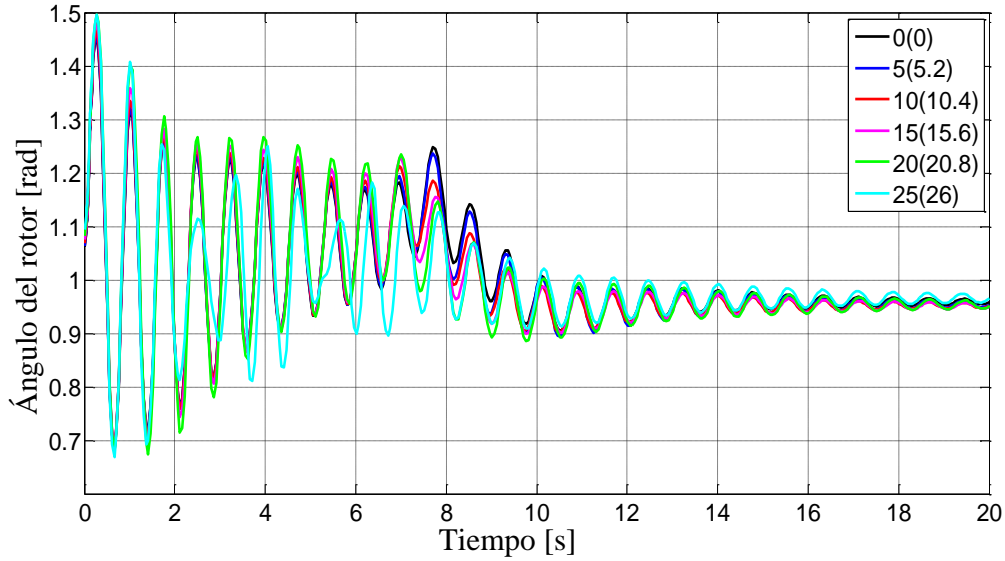


(a)

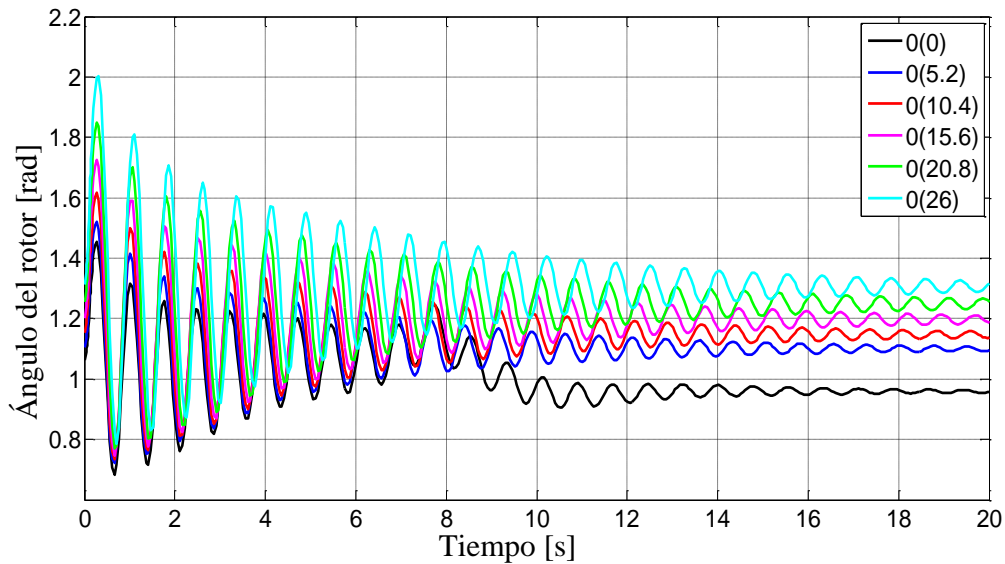


(b)

Figura 5-6: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 8 para el generador sincrónico conectado en la barra 1 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.



(a)



(b)

Figura 5-7: Posiciones angulares del rotor cuando la falla se aplica en la barra 8 para el generador sincrónico conectado en la barra 2 para diferentes niveles de participación de energía eólica e incrementos de carga. (a) representa el nivel de participación de energía eólica. (b) representa el caso base. Los números en las leyendas corresponden al nivel de participación de energía eólica e incremento de carga, respectivamente.

5.3 Resultados de las simulaciones de las posiciones angulares del rotor 57

Las turbinas eólicas de velocidad constante se caracterizan porque las cantidades eléctricas y mecánicas se encuentran acopladas a las cantidades de la red. Esto implica que los parámetros de la turbina eólica y sus características de fabricación tengan una influencia importante sobre los resultados obtenidos en las simulaciones, a diferencia de las turbinas eólicas de velocidad variable donde los convertidores de electrónica de potencia desacoplan tales cantidades de la red. Además, las turbinas eólicas de velocidad constante en general no permiten el control de los voltajes de barra, de tal forma que la velocidad del rotor incrementa cuando la turbina eólica se somete a una falla, esto a su vez implica la extracción de potencia reactiva de la red, lo cual pone en peligro el perfil de voltajes de la red. Al aplicar la falla, el voltaje en terminales de la turbina eólica se reduce así como la potencia eléctrica de salida, resultando en un desbalance de potencia, ya que la potencia mecánica establecida por el flujo de viento permanece igual.

Teniendo en cuenta los anteriores argumentos, la respuesta de las variables dinámicas a lo largo del tiempo se modifica considerando los diferentes principios de operación de la turbina eólica de velocidad constante equipada con generadores de inducción en comparación a los generadores sincrónicos.

La primera conclusión se puede hacer teniendo en cuenta que a pesar de las oscilaciones en las posiciones angulares del rotor en las Figuras 5-2 a 5-7, se puede inferir que todos alcanzan el equilibrio después de las oscilaciones en los primeros segundos. El equilibrio indica que se mantiene la estabilidad puesto que se provee suficiente amortiguamiento. Esto es crucial porque se debe garantizar la estabilidad con el fin de operar el sistema de potencia en una forma segura. En este sentido únicamente se proponen mecanismos para mejorar el amortiguamiento, en lugar de medidas correctivas. Otro aspecto es el estado final de las posiciones angulares del rotor. A partir de los anteriores resultados se puede observar que para todos los casos base (figura inferior) la posición final de las primeras posiciones angulares del rotor (curva negra) es bastante diferente a las demás, mientras que para los casos de participación de energía eólica los estados finales se asemejan bastante. Esto se puede atribuir a las características de amortiguamiento de los generadores de inducción jaula de ardilla utilizados en las turbinas eólicas de velocidad constante.

A partir de los resultados de las simulaciones en las Figuras 5-2 a 5-7, se puede asegurar que en general a medida que se incrementa el nivel de participación de energía eólica, las oscilaciones de las posiciones angulares también crecen; aunque hay algunas excepciones como los resultados para la falla en la barra 6 en las Figuras 5-4 a 5-5 para el caso base, lo que significa que la localización de la falla influencia la forma de las oscilaciones. Por otra parte, las modificaciones en la amplitud de las oscilaciones son ligeramente diferentes, pero no es posible realizar una conclusión general puesto que, dependiendo de la localización de la falla, éstas incrementan o disminuyen para el nivel de participación de energía eólica.

5.4. Simulación de los resultados de los indicadores de estabilidad transitoria

Las Figuras 5-8 a 5-10 contienen los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación cuando el nivel de participación de energía eólica se incrementa acorde a los escenarios de simulación. El caso base se utiliza como un punto de referencia donde el incremento de carga se suple mediante generadores sincrónicos convencionales.

5.4.1. Falla en la barra 5

Los resultados para los generadores conectados a las barras 1 y 2 se presentan en la Figura 5-8 cuando se aplica la falla en la barra 5.

Los resultados de la Figura 5-8 muestran que la desviación máxima de la velocidad del rotor es mayor en todos los escenarios cuando se emplea la generación de energía eólica. Las diferencias de este indicador son más pronunciadas para el generador conectado en la barra 2 comparado con el que se encuentra en la barra 1. Adicionalmente en la medida que se incrementa la participación de energía eólica esas diferencias absolutas se atenúan como consecuencia de la respuesta dinámica de los generadores de inducción.

En los dos primeros escenarios de simulación, la duración de la oscilación es mayor cuando se utilizan las turbinas eólicas y para los restantes escenarios el indicador es inferior que el caso base que se emplea como referencia. Estos resultados son complementarios con los obtenidos para el ángulo del rotor y validan que a pesar del incremento en la magnitud de las oscilaciones, el tiempo de duración de las mismas se ve beneficiados por el uso de generación eólica.

Los resultados obtenidos para estos indicadores de estabilidad se asemejan a los encontrados en [8], donde se propone que estos indicadores se pueden mejorar con la implementación de control de voltaje y frecuencia de red.

5.4.2. Falla en la barra 6

Los resultados para los generadores conectados en las barras 1 y 2 se presentan en la Figura 5-9 cuando se aplica la falla en la barra 6.

Para las simulaciones de falla en la barra 6 se encuentra que la desviación máxima de la velocidad del rotor tiene una discrepancia mayor con el incremento de la participación de energía eólica y los resultados de la duración de la oscilación se contrastan con los de la Figura 5-8, dado que en términos generales la inclusión de energía eólica implica valores más altos de duración de la oscilación.

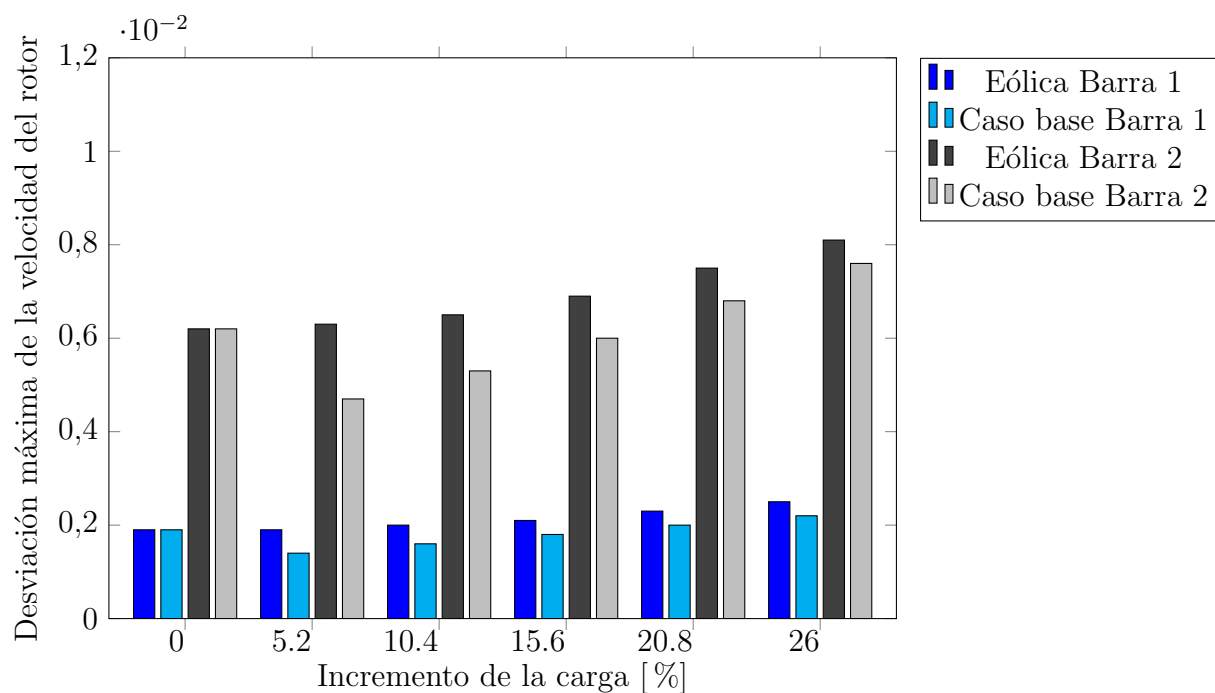
5.4.3. Falla en la barra 8

Los resultados para los generadores conectados en las barras 1 y 2 se presentan en la Figura 5-10 cuando se aplica la falla en la barra 8.

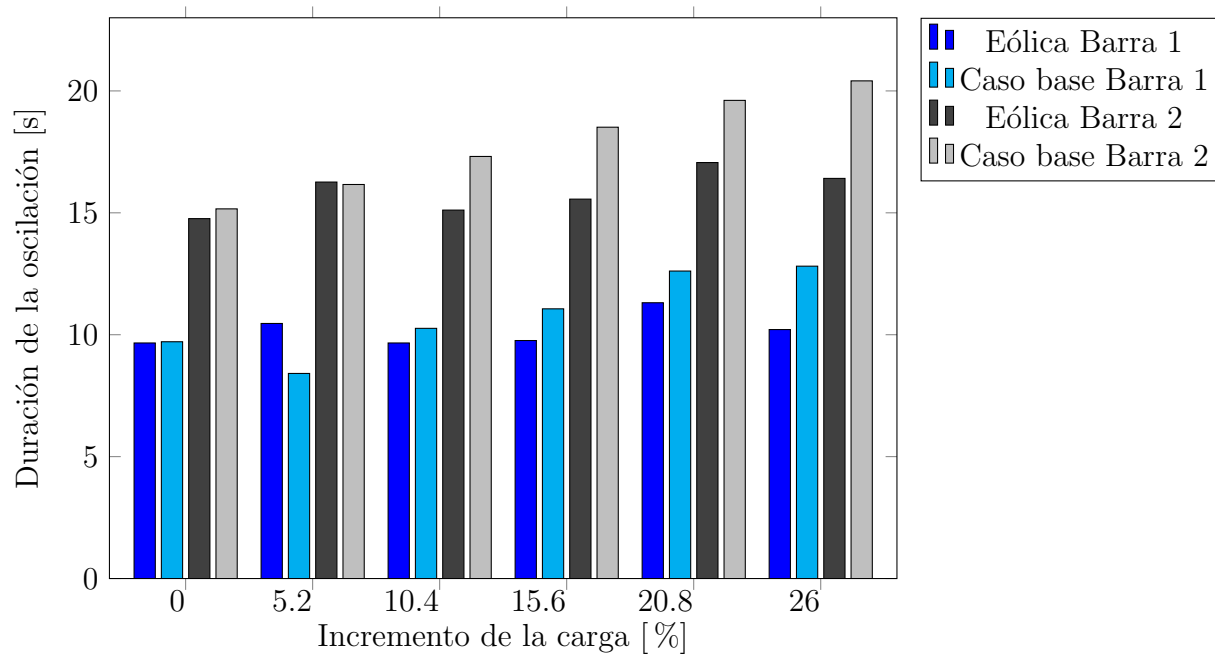
Las Figuras 5-8 a 5-10 muestran en resumen que los indicadores de estabilidad en algunos casos se incrementan y en otros se disminuyen dependiendo de la localización de la falla y el nivel de participación de energía eólica. Teniendo en cuenta que indicadores bajos representan buenos márgenes de estabilidad se puede asegurar que la estabilidad es susceptible a la localización de las fallas.

Se presenta una tendencia creciente en las Figuras 5-8 a 5-10 en cuanto a desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación, lo que significa que los márgenes de estabilidad se reducen. Con el fin de mejorar los indicadores de estabilidad transitoria, las turbinas eólicas de velocidad constante se pueden equipar con un sistema de control de paso de tal forma que el desbalance temporal entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida puede ser minimizado. Otra opción comprende modificar algunos parámetros críticos de la turbina eólica en la fase de manufactura, con la desventaja de un incremento en la complejidad y costos de construcción.

Cuando se consideran las turbinas eólicas como fuentes de generación distribuida, se incrementan las fortalezas de este tipo de tecnologías, dado que el consumo de potencia en los puntos de generación disminuye los flujos de potencia a lo largo de las líneas. La reducción de los flujos de potencia en las líneas tiene la consecuencia de un incremento en el amortiguamiento de las oscilaciones y permite mejorar los márgenes de estabilidad.

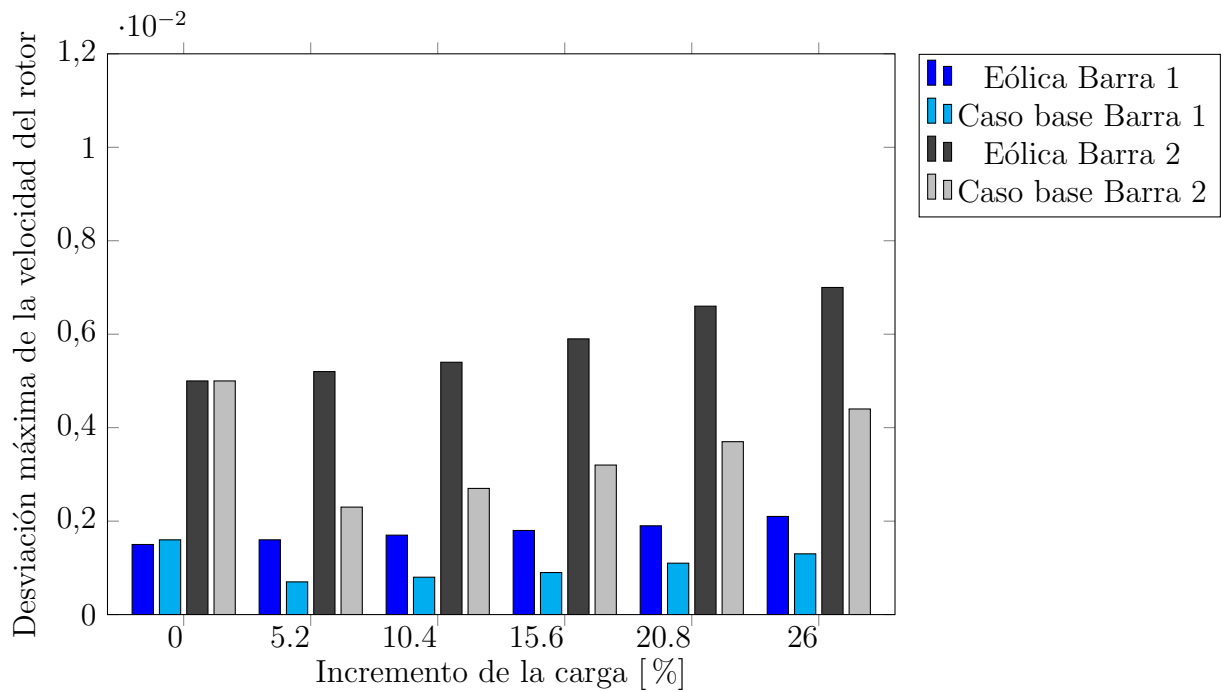


(a)

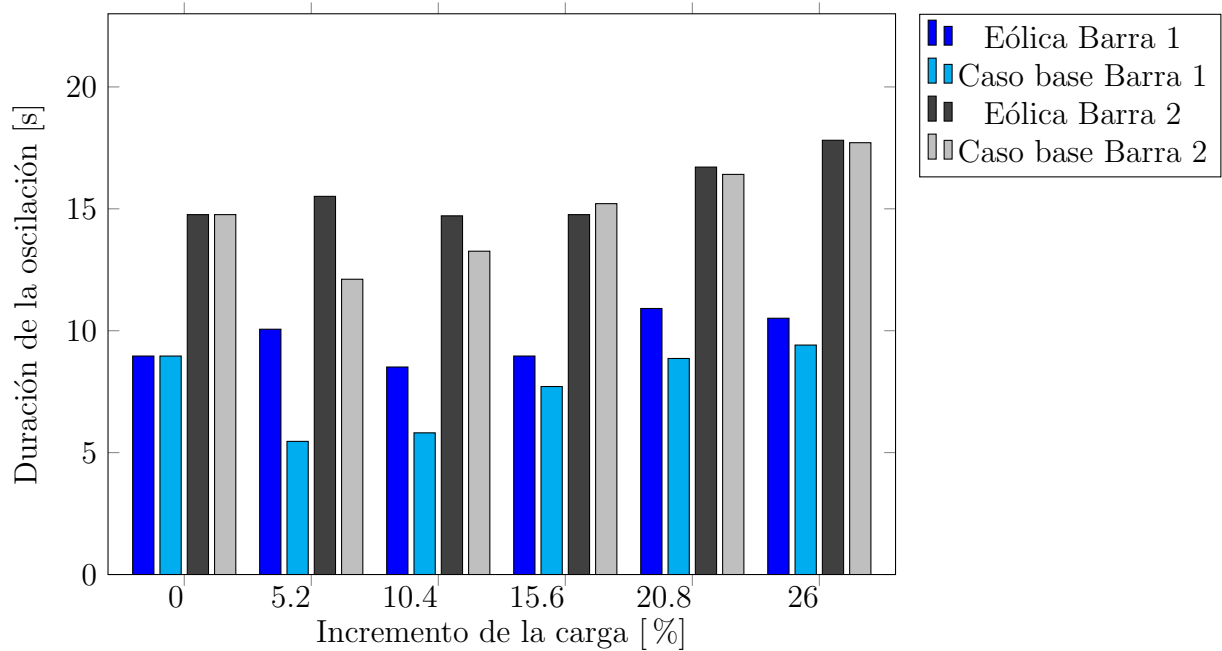


(b)

Figura 5-8: (a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 5.

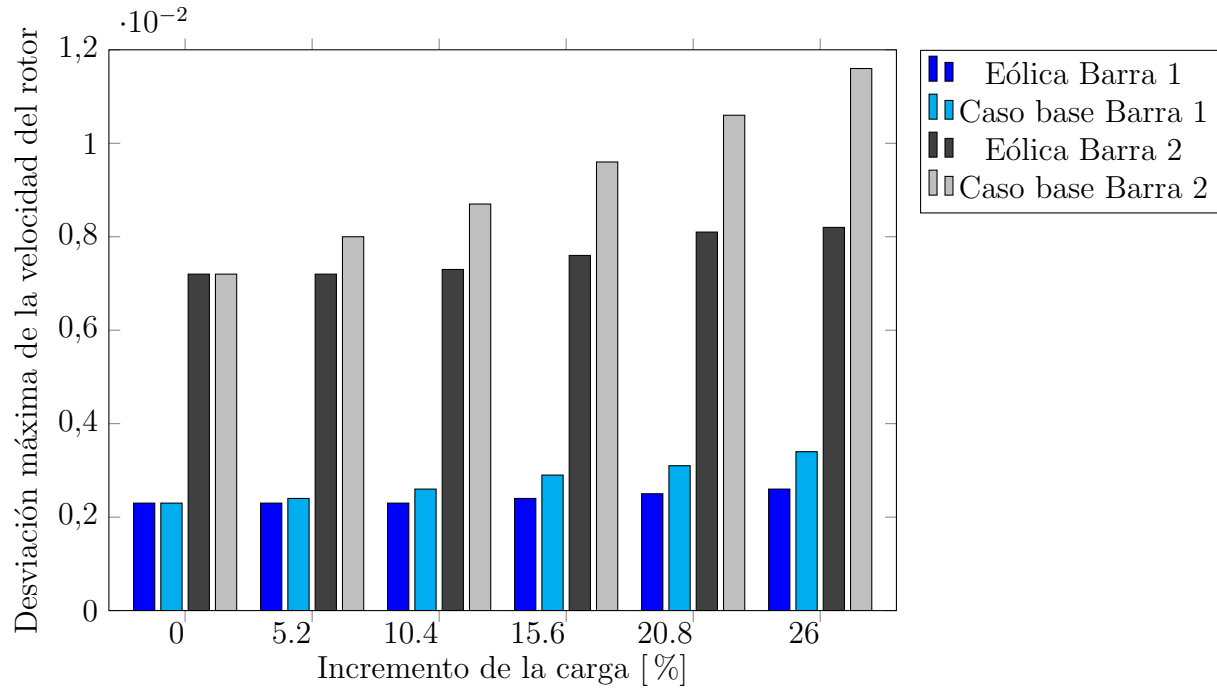


(a)

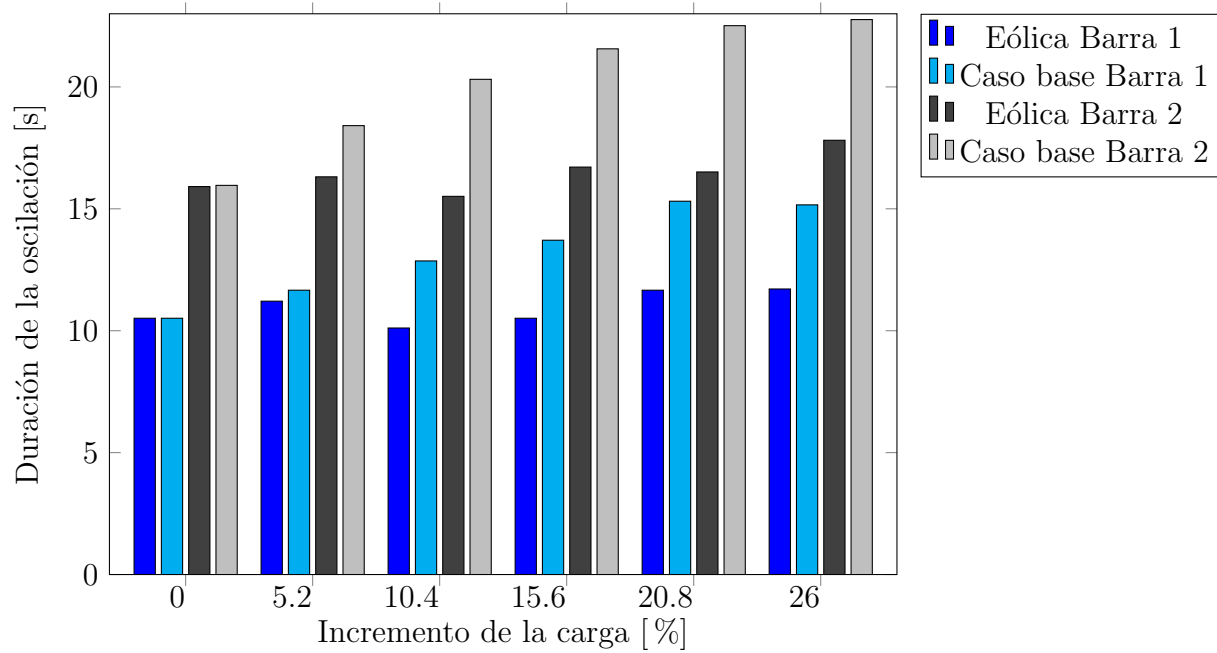


(b)

Figura 5-9: (a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 6.



(a)



(b)

Figura 5-10: (a) Desviación máxima de la velocidad del rotor y (b) duración de la oscilación cuando se aplica la falla en la barra 8.

Conclusiones

- La forma de las oscilaciones de las posiciones angulares del rotor se modifica cuando el incremento de la carga se suple con turbinas eólicas de velocidad constante en lugar de generadores sincrónicos, como resultado de los diferentes principios de operación de estas tecnologías. Adicionalmente, los indicadores de estabilidad transitoria son fuertemente influenciados por la localización y duración de las fallas.
- Cuando se contrastan los ángulos del rotor de cada generador en las localizaciones propuestas de falla, se puede concluir que para todos los casos las posiciones angulares finales del generador conectado a la barra 1 son más altas cuando incrementa el nivel de participación de energía eólica en comparación con el caso base; por otra parte, para el generador conectado a la barra 2 las posiciones finales del ángulo del rotor son más altas para el caso base.
- El estado final de las posiciones angulares del rotor es más homogéneo para el caso del nivel de participación de la energía eólica y las curvas correspondientes al caso base son más dispersas.
- Se presenta una tendencia creciente en los resultados para la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación, lo que significa que los márgenes de estabilidad se reducen. Con el fin de mejorar los indicadores de estabilidad transitoria, las turbinas eólicas de velocidad constante se pueden equipar con un sistema de control de paso de tal forma que el desbalance temporal entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida puede ser minimizado.
- Para incluir nuevas componentes eléctricas y por lo tanto nuevos modelos circuitales, el enfoque de solución particionado provee flexibilidad, dado que los cambios en las ecuaciones diferenciales o algebraicas no se modifican mutuamente. En este sentido, la flexibilidad es la principal desventaja del enfoque de solución simultáneo. A pesar de estos, el enfoque de la metodología simultánea tiene la ventaja de eliminar los errores de interfaz entre cada paso de solución del método de integración numérica.

Trabajos futuros

- Implementación de los modelos de turbinas eólicas de velocidad variable para complementar los resultados de estabilidad transitoria de este documento.
- Inclusión de sistemas de excitación, gobernadores y modelos dinámicos de cargas.
- Simulaciones en el dominio del tiempo para microrredes y sistemas que cuenten con enlaces HVDC.
- Ampliar el análisis de contingencias con sistemas reales con mayor cantidad de nodos para tener una tendencia más clara del incremento o disminución de los indicadores de estabilidad transitoria.

Bibliografía

- [1] V. Akhmatov, *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Doctoral thesis, Universidad Técnica de Dinamarca, Lyngby, 2003.
- [2] J. G. Slootweg, *Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Doctoral thesis, Delft University of Technology, Delft, 2003.
- [3] Y. Coughlan, “Wind turbine modelling for power system stability analysis – a system operator perspective,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 929–936, 2007.
- [4] M. Vittal, E. O’Malley and A. Keane, “Rotor angle stability with high penetrations of wind generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 353–362, 2012.
- [5] A. Agarala and et al., “Transient stability analysis of a multi-machine power system integrated with renewables,” *Energies*, vol. 15, no. 13, 2022.
- [6] D. Trudnowski, “Fixed-speed wind-generator and wind- park modeling for transient stability studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1911–1917, 2004.
- [7] M. Rahimi and M. Parniani, “Dynamic behavior and transient stability analysis of fixed speed wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 2613–2624, 2009.
- [8] M. Reza, *Stability Analysis of Transmission System with High Penetration of Distributed Generation*. Doctoral thesis, Delft University of Technology, Delft, 2006.
- [9] M. Zapata Ceballos, “Estabilidad de pequeña señal en sistemas de energía eléctrica con alta penetración de generación renovable,” Master’s thesis, UNAL Medellín, 2020.
- [10] J. Chow and K. Cheung, “A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 1559–1564, 1992.
- [11] F. Milano, “An open source power system analysis toolbox,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1199–1206, 2005.
- [12] S. Cole and R. Belmans, “Matdyn, a new matlab-based toolbox for power system dynamic simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1129–1136, 2011.

-
- [13] I. Abdulrahman, “Matlab-based programs for power system dynamic analysis,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 59–69, 2020.
- [14] C. Gear, “Simultaneous numerical solution of differential-algebraic equations,” *IEEE Transactions on Circuit Theory*, vol. 18, no. 1, pp. 89–95, 1971.
- [15] P. Aristidou, D. Fabozzi, and T. Van Cutsem, “Dynamic simulation of large-scale power systems using a parallel schur-complement-based decomposition method,” *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 25, no. 10, pp. 2561–2570, 2014.
- [16] F. Milano, “Semi-implicit formulation of differential-algebraic equations for transient stability analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4534–4543, 2016.
- [17] C. Wang, K. Yuan, P. Li, B. Jiao, and G. Song, “A projective integration method for transient stability assessment of power systems with a high penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 386–395, 2018.
- [18] J. Sosapanta Salas, “Energía eólica en colombia: panorama y perspectivas bajo la triple cuenta de resultados,” Master’s thesis, UNAD, 2020.
- [19] K. R. Rao, *Wind Energy for Power Generation: Meeting the Challenge of Practical Implementation*. Brandon: Springer, 1st ed., 2019.
- [20] M. R. Patel and O. Beik, *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. Florida: CRC Press, 3rd ed., 2021.
- [21] J. Pitteloud, “Wind energy international. obtenido de global wind installations,” 2020.
- [22] UPME, “Plan de expansión de referencia generación transmisión 2020-2034,” 2020.
- [23] C. González and J. Barney, *El viento del este llega con revoluciones: Multinacionales y transición con energía eólica en territorio Wayúu*. Bogotá: Indepaz, 1st ed., 2019.
- [24] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. La Mancha: Springer, 1st ed., 2010.
- [25] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics*. New Jersey: John Wiley & Sons Ltda., 1st ed., 2013.
- [26] J. G. Slootweg and W. L. Kling, “The impact of large scale wind power generation on power system oscillations,” *Electric Power Systems Research*, vol. 67, pp. 9–20, 2003.
- [27] IEC61400-27-1, “Wind energy generation systems - part 27-1: Electrical simulation models - generic models,” 2020.

-
- [28] J. Fortmann, *Modeling of Wind Turbines with Doubly Fed Generator System*. Duisburg: Springer Vieweg, 1st ed., 2015.
- [29] A. D. Hansen, “Dynamic wind turbine models in power system simulation tool digsi-
lent,” tech. rep., Technical University of Denmark, Riso National Laboratory, 2007.
- [30] M. Pavella and P. G. Murthy, *Transient Stability of Power Systems*. Liege: John Wiley
& Sons Ltda., 1st ed., 1994.
- [31] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill,
Inc., 1st ed., 1994.
- [32] K. R. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*. Hyderabad: BS Publi-
caciones, 1st ed., 2008.
- [33] J. Machowski, J. Bialek and J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*.
Great Britain: John Wiley & Sons, Ltd., 2nd ed., 2008.
- [34] S. Cole, “Matdyn user’s manual version 1.2,” tech. rep., Universidad Católica Leuven,
ESAT-ELECTRA, 2010.
- [35] M. A. Pai and D. Chatterjee, *Computer Techniques in Power System Analysis*. Illinois:
McGraw Hill Education, 3rd ed., 2014.
- [36] J. Grainger and W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. Carolina del Norte:
McGraw-Hill Interamericana, 2nd ed., 1996.
- [37] N. Hatziargyriou and et al., “Definition and classification of power system stability –
revisited & extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–
3281, 2021.
- [38] M. J. Basler and R. C. Schaefer, “Understanding power system stability,” *IEEE Transac-
tions on Industry Applications*, vol. 44, pp. 463–474, 2008.
- [39] M. Secanell and F. Corcoles, “Daes implementation of dynamic power systems,” in
*10th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat.
No.02EX630)*, vol. 2, pp. 663–669 vol.2, 2002.
- [40] E. A. Celaya, J. J. A. Aguirrezabala, and P. Chatzipantelidis, “Implementation of an
adaptive bdf2 formula and comparison with the matlab ode15s,” *Procedia Computer
Science*, vol. 29, pp. 1014–1026, 2014.