



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis Dinámico de un Equivalente
Propuesto de la Región Noreste del
Sistema Eléctrico Nacional**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Romero Flores Osvaldo

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rubén Tapia Olvera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mis padres por todo el apoyo, esfuerzo y confianza depositados en mí para lograr una meta más.

A mis sobrinos a quienes siempre brindare mi apoyo y consejos.

A Vanessa por nunca dejar que me rinda y apoyarme en todo momento.

A la Facultad de Ingeniería por brindarme la formación como Ingeniero.

Al Dr. Rubén Tapia Olvera por todo el apoyo, confianza, paciencia y orientación para llevar a cabo este proyecto, permitiéndome superarme cada día.

A los integrantes del jurado, por sus comentarios y tiempo dedicado en la revisión de este proyecto.

Este trabajo de tesis recibió apoyo del
Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación
e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM.
Con clave UNAM-DGAPA-PAPIIT- IA106920.

Resumen

En el presente trabajo se hace un estudio de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. Inicialmente se trabaja en un sistema máquina bus infinito y se calcula el tiempo crítico de liberación de falla, posteriormente, se evalúa este resultado en la simulación dinámica del sistema ante la presencia de una falla de corto circuito. El modelo que representa la dinámica del sistema de potencia se programa en Matlab permitiendo realizar el estudio de estabilidad.

Posteriormente, se evalúa el sistema de dos áreas cuatro generadores, para este caso se utiliza PSS/E que contiene los modelos de cada componente del sistema de potencia. Se realiza el análisis al considerar la presencia de una falla trifásica en algunos nodos del sistema y con diferentes tiempos de liberación de la falla. Considerando los resultados de simulación para cada caso, se determina un aproximado del tiempo crítico de liberación. En este estudio, se considera que inicialmente toda la generación es convencional, después, se sustituye uno de los generadores por un parque eólico realizando un estudio de los resultados obtenidos.

Por último, se realiza un análisis semejante en un equivalente propuesto de la región Noreste del Sistema Eléctrico Nacional. Este equivalente es resultado de un análisis que se llevó a cabo de la información disponible que brindan CENACE y CFE. Como resultado de la propuesta se tiene un diagrama unifilar, parámetros de líneas de transmisión, potencia generada y demandada en la región. Este sistema propuesto se implementa de igual manera en PSS/E. Se realiza un análisis para diferente duración de la presencia de una falla que permita obtener un aproximado del tiempo crítico de liberación de falla.

Primero se considera al sistema solo con generación convencional, posteriormente se hace la sustitución de dos máquinas por aerogeneradores realizando un análisis detallado. Los resultados obtenidos ejemplifican la utilización de modelos y software especializado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia con la integración de generadores eólicos y la importancia del desarrollo de estos estudios en el sector eléctrico.

Índice general

1. Sistema Eléctrico Nacional	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Estado del arte	5
1.3. Descripción del problema	8
1.4. Hipótesis	8
1.5. Objetivos	8
1.6. Objetivos específicos	9
1.7. Justificación	9
1.8. Organización de la tesis	10
2. Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia	11
2.1. Estabilidad en sistema Máquina Bus Infinito	12
2.1.1. Método Runge Kutta de cuarto orden	17
2.2. Caso de estudio MBI	18
2.3. Estabilidad transitoria en sistemas multimáquinas	23
2.4. Realización de la simulación mediante el software PSSE	25
2.4.1. Modelo GENROU del inglés Round Rotor Generator Model	26
2.4.2. Modelo ESDC1A	26
2.4.3. Tipos de disturbios	26
3. Análisis de SEP de 4 máquinas 2 áreas	28
3.1. Sistema de dos áreas cuatro generadores	28
3.2. Estabilidad transitoria ante fallas trifásicas	29
3.3. Análisis con diferente modelo de central generadora	34

3.4. Esquema del generador eólico	35
3.5. Resultados	37
4. Análisis de un Equivalente Propuesto de la región Noreste del SEN	43
4.1. Región Noreste del SEN	43
4.2. Propuesta de un equivalente de la región Noreste	45
4.3. Análisis con diferente modelo de central generadora	48
4.4. Resultados	51
5. Conclusión	56
A. Datos de SEP de 4 máquinas 2 áreas	59
B. Datos empleados para el modelo del generador eólico	61
C. Datos de sistema propuesto	64
Bibliografía	66

Índice de figuras

1.1. Regiones de control del SEN.	2
2.1. Sistema Máquina Bus Infinito.	14
2.2. Curva potencia ángulo.	16
2.3. Sistema Máquina Bus Infinito.	18
2.4. Diagrama de flujo para la solución del modelo dinámico del sistema máquina bus infinito.	19
2.5. Respuesta del ángulo del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2.	21
2.6. Respuesta de la velocidad del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2.	22
2.7. Respuesta de la potencia eléctrica del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2	22
2.8. Sistema multimáquina.	24
2.9. Esquema del modelo GENROU.	26
2.10. Esquema del modelo ESDC1A [25].	27
3.1. Sistema de dos áreas.	28
3.2. Respuesta del ángulo interno del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.	31
3.3. Respuesta del ángulo interno del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.	31
3.4. Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.	33
3.5. Respuesta del voltaje del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.	33
3.6. Sistema de dos áreas con generador eólico.	34

ÍNDICE DE FIGURAS

3.7. Esquema del generador eólico	35
3.8. Respuesta del ángulo interno del generador: a) Estable y; b) Inestable. . . .	38
3.9. Respuesta del ángulo interno del generador: a) Estable y; b) Inestable. . . .	39
3.10. Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Estable y; b) Inestable. . . .	40
3.11. Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Estable y; b) Inestable. . . .	41
3.12. Respuesta del voltaje del generador: a) Estable y; b) Inestable.	41
3.13. Respuesta del voltaje del generador: a) Estable y; b) Inestable.	42
4.1. Región noreste del SEN.	44
4.2. Sistema noreste.	46
4.3. Potencial eólico, región noreste	49
4.4. Respuesta del generador 2: a) Ángulo interno, b) Voltaje en terminales y c) Cambios de velocidad	53
4.5. Respuesta de los generadores: a) Caso 1 Estable, b) Caso 1 Inestable, c) Caso 2 Estable, y c) Caso 2 Inestable	53
4.6. Respuesta del generador 4: a) Ángulo interno, b) Voltaje en terminales, y c) Cambios de velocidad	54
4.7. Respuesta de los generadores: a) Caso 1 Estable, b) Caso 1 Inestable, c) Caso 2 Estable, y c) Caso 2 Inestable	55

Índice de tablas

1.1. Capacidad instalada por tecnología.	3
1.2. Generación anual por región.	4
1.3. Pérdidas anuales por región en GWh.	5
2.1. Resultados del sistema máquina bus infinito.	20
3.1. Resultados de flujos de potencia.	29
3.2. Condiciones iniciales de los generadores	30
3.3. Condiciones iniciales de los generadores con parque eólico	35
3.4. Resultados del sistema noreste con generació eólica	42
4.1. Centrales de generación en la región noreste.	44
4.2. Consumo región noreste.	45
4.3. Datos obtenidos de líneas de transmisión del equivalente propuesto.	46
4.4. Resultados de flujos de potencia del equivalente propuesto de la región noreste.	47
4.5. Condiciones iniciales de los generadores del equivalente propuesto de la región noreste.	48
4.6. Resultados de flujos de potencia del equivalente propuesto de la región noreste con generación eólica	50
4.7. Condiciones iniciales de los generadores del equivalente propuesto de la región noreste con generación eólica	50
4.8. Resultados del sistema noreste con generació eólica.	52
A.1. Datos de líneas de transmisión y transformadores.	59

ÍNDICE DE TABLAS

A.2. Datos empleados para el modelo GENROU.	60
A.3. Datos empleados para el modelo ESDC1A.	60
B.1. Datos empleados para el modelo WT3G1.	61
B.2. Datos empleados para el modelo WT3E1.	62
B.3. Datos empleados para el modelo WT3T1.	63
B.4. Datos empleados para el modelo WT3P1.	63
C.1. Datos empleados para el modelo GENROU.	64
C.2. Datos empleados para el modelo ESDC1A.	65

Capítulo 1

Sistema Eléctrico Nacional

1.1. Antecedentes

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) surgió debido a la necesidad de suministrar energía eléctrica al país para la demanda en el sector industrial, alumbrado público y posteriormente para su uso doméstico. Dentro del sistema eléctrico se encuentran conectadas centrales de generación convencionales y renovables, las cuales suministran energía eléctrica a los consumidores. El SEN se divide en diez regiones de control (Figura 1.1) [1], 7 regiones están conectadas formando el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de la 1 a la 7. El sistema de Baja California opera interconectado a la red eléctrica de la región Oeste de EUA, región 8. Las regiones Mulegé y Baja California sur, regiones 9 y 10 respectivamente, están aislados entre sí del resto de la red eléctrica.

El SEN cuenta con centrales generadoras, las cuales proporcionan la energía eléctrica que consume el país, las cuales han ido creciendo en cantidad y capacidad de generación. El crecimiento del año 2018 al 2019 en capacidad instalada ha sido de 3.1 %, llegando a 79599 MW de los cuales el 66.5 % pertenece a generación convencional y el 33.5 % a generación con tecnologías limpias, se consideran las centrales hidroeléctricas dentro de generación limpia. El incremento fue de 3137 MW de los cuales, las energías limpias pasaron de tener 23972 MW a 26665 MW, mientras que las energías convencionales pasaron de 52490 MW a 52933 MW. Las tecnologías limpias incrementaron en 2694 MW de los cuales 942 MW pertenecen



Figura 1.1: Regiones de control del SEN.

a centrales eólicas y 341 MW a centrales de cogeneración eficiente. Respecto a tecnologías convencionales el incremento fue de 441 MW, 307 MW pertenecen a centrales de ciclo combinado y 136 MW a combustión interna [1].

De las tecnologías convencionales, las de ciclo combinado representa la mayor capacidad instalada con el 38.87% repartido en 83 centrales generadoras, por otro lado en las tecnologías limpias se encuentran las centrales hidroeléctricas las cuales cuentan con el 15.85% de capacidad instalada en 86 centrales. Estos datos se resumen en la Tabla 1.1 [1], se cuenta con mas de 900 centrales generadoras distribuidas en las diferentes regiones del país [1].

En el año 2018 se registró una generación de 318236 GWh, tomando de referencia al año 2017 el cual fue de 309727 GWh, dentro de esta generación la Comisión Federal de Electricidad (CFE) aportó el 52% de la energía eléctrica, mientras que los Productores Independientes de Electricidad (PIE) aportaron el 26.7% y, el 21.3% restante es la producción que los particulares aportaron bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación y usos propios [1].

Anualmente la cantidad de energía que se genera es mayor que al año anterior, en el 2018

Tabla 1.1: Capacidad instalada por tecnología.

Tecnología	Capacidad Instalada (%)	No. 2019 [MW]
Generación convencional	71	54491
Ciclo Combinado	37	30125
Termoeléctrica convencional	17	11711
Carboeléctrica	7	5378
Turbogás	7	6051
Combustión interna y Lecho fluidizado	3	2114
Generación limpia	29	25007
Hidroeléctrica	17	12642
Eólica	6	4875
Nucleoeléctrica	2	1608
Geotérmica, solar, FIRCO, FR y GD	2	2926
Bioenergía y cogeneración	2	2938
Total	100	79599

se registro un 3.7% de tasa de crecimiento, al pasar de 30927 GWh a 318236 GWh [1]. El aumento en la generación fue mayor en la región Occidental la cual registro una tasa de 5.2%, por otro lado en Mulegé fue de 0.8% siendo la región de menor crecimiento. Las tasas de crecimiento anual y la cantidad de energía generada en GWh de las demás regiones del SEN se resumen en la Tabla 1.2, se muestran los GWh en el año 2016 y 2017.

Otro aspecto que se debe tener en consideración dentro del SEN son las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas no técnicas son aquellas que se tienen debido a ilícitos, errores de medición o de facturación, mientras que las pérdidas técnicas son las que se disipan a causa de las propiedades físicas del sistema y de los conductores en transmisión y transformadores.

En [1] se reportan las pérdidas por año y región, en donde se observa que se tiene una tendencia de decremento lo que implica mayor eficiencia en el sistema. La Tabla 1.3 muestra este comportamiento, donde se puede observar que la región Central registró 11424 GWh,

Tabla 1.2: Generación anual por región.

Región de Control	Generación	Generación	Tasa de Crecimiento
	2017 [GWh]	2018 [GWh]	Anual [%]
Central	60685	61293	2.7
Oriental	48583	50285	2.0
Occidental	66696	68107	5.2
Noroeste	24293	24684	3.9
Norte	25949	27000	5.1
Noreste	54423	56430	4.1
Peninsular	12498	12989	3.0
Baja California	14124	14340	2.9
Baja California Sur	2956	3105	3.2
Mulegé	154	156	0.8
SEN	309727	318236	3.7

siendo la región con el mayor porcentaje de pérdidas respecto a lo generado en el 2017, por otro lado la región Noroeste tiene el menor porcentaje de pérdidas dentro del SIN. En el mismo año se tuvieron 39477 GWh de pérdidas en el SEN lo que representa un 12.75% de lo generado.

Tabla 1.3: Pérdidas anuales por región en GWh.

Región de control	2015	2016	2017	Porcentaje de pérdidas [%]
Central	12022	11513	11424	18.82
Oriental	7313	7367	7178	14.77
Occidental	8571	8152	7624	11.43
Noroeste	2215	2374	2355	9.69
Norte	2845	2884	2896	11.16
Noreste	4909	5107	5432	9.98
Peninsular	1514	1396	1240	9.92
Baja California	1047	1008	1066	7.71
Baja California Sur	194	191	253	9.64
Mulegé	8	9	9	5.92
SEN	40638	40001	39477	12.74

1.2. Estado del arte

Los sistemas eléctricos de potencia modernos pueden incluir generación renovable [2, 3], reguladores basados en electrónica de potencia (dispositivos FACTS) [4] y tecnologías emergentes, por ejemplo, sistemas de almacenamiento de energía [5, 6]. El objetivo primordial es mantener una operación segura, confiable y económica en generación, transmisión y distribución. Sin embargo, el funcionamiento de la red eléctrica está expuesta a diversas perturbaciones (contingencias), como cortocircuitos y cortes imprevistos de generación o salida de cargas importantes. Cuando el disturbio es lo suficientemente grave, puede desencadenar problemas de seguridad dinámica, lo que podría resultar en fallas en cascada y/o apagones generalizados.

De manera particular los sistemas de generación a partir de fuentes renovables debido a su naturaleza de producción intermitente utilizan un tipo particular de máquinas eléctricas, este tipo de tecnologías pueden ocasionar problemas de estabilidad transitoria en generadores convencionales conectados a la red, además, en algunos casos al no producir potencia reactiva ocasionan también problemas de estabilidad de voltaje estática y dinámica [7, 8].

En el diseño de controladores para el amortiguamiento de oscilaciones en sistemas de potencia que incluyen sistemas de generación eólicos se utilizan principalmente métodos determinísticos basados en el análisis de pequeña señal [9–12]. Sin embargo, debido a las características aleatorias de la energía eólica, son más evidentes las incertidumbres en el sistema de potencia, ocasionando mayor dificultad en la determinación precisa del modo de oscilación en el punto de operación actual del sistema de potencia, y su relación con el modo de oscilación con el que se diseñó el controlador.

El diseño de controladores para amortiguar las oscilaciones mediante métodos determinísticos puede resultar ineficaz para suprimir oscilaciones multibanda en ambientes estocásticos debido a las fluctuaciones en la salida de los aerogeneradores [11]. Entonces, es necesario considerar estas variaciones en los aerogeneradores durante el diseño de los controladores para mantener una operación segura en un rango amplio de condiciones operativas con la integración de estas tecnologías.

En [10] se presenta un análisis que investiga el potencial de las turbinas eólicas y cargas que puedan proporcionar amortiguamiento suplementario para oscilaciones de baja frecuencia inter-área a través de agregar unidades de control de amortiguamiento distribuido. En [12] se propone una función objetivo basada en la parte real y el amortiguamiento de los valores propios para realizar el diseño de los controladores a través del análisis de pequeña señal y posterior análisis mediante respuesta en el tiempo.

En [13] se presenta una propuesta de ubicación de polos del sistema a través de H_2/H_∞ , para ello se utiliza el modelo linealizado del sistema de potencia y se consideran más de un parque eólico en el estudio. En [14] se propone una forma de operar el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) en términos de: punto de operación, convertidor lado red y lado máquina, lazo de control de seguimiento de fase y ángulo de ataque de las palas, con el objetivo de mejorar la inercia del sistema. Se indica que al manipular estas características de operación del generador impacta visiblemente

en la inercia del sistema de potencia, resaltando esta diferencia contra la literatura reportada.

También se han propuesto esquemas basados en estabilizadores de sistemas de potencia (PSS por sus siglas en inglés). En [15] se demuestra la utilidad de estabilizadores para este tipo de topologías mediante el modelo IEEE PSS1A aplicado al regulador automático de voltaje del generador síncrono. En [16] los parámetros de los PSS y amortiguadores de oscilaciones de potencia para los generadores de inducción doblemente alimentados se calculan mediante un algoritmo de optimización con una técnica probabilística para la determinación de eigenvalores, la propuesta se aplica en un sistema modificado de Nueva Inglaterra de 39 nodos.

En [17] la sintonización de los parámetros del PSS se formula empleando una función multiobjetivo basado en los eigenvalores. Se utiliza un esquema adaptable para estimar los parámetros de los estabilizadores en tiempo real después de un proceso de aprendizaje. El esquema se aplica en el sistema de nueve nodos y tres generadores.

En [18] se analiza la estabilidad del sistema IEEE de 14 nodos considerando la localización de parques eólicos lejos de los centros de carga, la estabilidad se mejora mediante la compensación de la línea de transmisión empleando un Compensados Estático Síncrono Serie (SSSC por sus siglas en inglés).

Como se observa, al incrementarse la integración de sistemas de generación eólica a la red eléctrica, se tiene un fuerte impacto en la operación, control y planeación del sistema eléctrico de potencia, debido principalmente a que las topologías existentes hasta hace poco tiempo no contemplaban la inclusión de este tipo de tecnologías [20–22]. De manera particular considerar las condiciones actuales del Sistema Eléctrico Nacional para proponer alternativas viables que garanticen un crecimiento, operación y control de manera segura y confiable.

1.3. Descripción del problema

En la actualidad el sistema eléctrico crece cada año debido al incremento de la demanda, por lo que el sistema debe estar preparado para cubrirla, esto se puede conseguir mediante la conexión de nuevas centrales eléctricas o incrementar la potencias de las ya existentes. En la actualidad, gran parte de esta generación se propone sea mediante plantas generadoras basadas en energías renovables las cuales aprovechan los recursos con los que cuenta la región. En el caso de la zona Noreste se tiene un alto potencial solar y eólico, por lo cual las centrales eólicas predominan en capacidad instalada y las solares van en crecimiento.

Ante esta situación de crecimiento se debe tener en cuenta que el sistema sufre cambios al integrar nuevas centrales de generación y cargas, por lo que se vuelve muy importante desarrollar estudios del sistema antes y después de la conexión para ver su comportamiento y garantizar su confiabilidad ante perturbaciones.

1.4. Hipótesis

Con ayuda de software PSS/E utilizado en la industria eléctrica se puede estudiar el problema de estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia. Asimismo, se pueden analizar propuestas de equivalentes del propio SEP que permita verificar el grado de certidumbre de la topología y parámetros calculados respecto al sistema físico. En este trabajo de tesis se propone realizar el estudio de estabilidad transitoria para un SEP de referencia que se ha utilizado en la literatura del área para este análisis y, posteriormente, esa metodología extenderla para una propuesta que se realiza de la región Noreste del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

1.5. Objetivos

Este trabajo tiene como objetivo principal estudiar la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia, que incluya plantas eólicas de generación. El sistema será expuesto a condiciones de fallas de corto circuito para evaluar su confiabilidad utilizando el software

PSS/E. El estudio se validará a través de una base de datos empleada en la literatura especializada del área y después se extenderá a una propuesta de equivalente de la región Noreste del SIN.

1.6. Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se tienen son:

- Estudiar el problema de estabilidad transitoria en SEP.
- Conocer los principales modelos utilizados para este tipo de estudios con el software PSS/E.
- Aplicar el problema de estabilidad transitoria en sistemas empleados en la literatura.
- Realizar una propuesta de la región Noreste del SIN con información disponible por parte de CENACE, CFE y la SENER.
- Realizar el estudio de estabilidad transitoria para los sistemas con generación convencional, en la primera etapa, y con la integración de generación eólica.

1.7. Justificación

En México la capacidad de generar energía eléctrica por medio de fuentes no contaminantes aprovechando los recursos naturales ha ido en crecimiento, de manera particular en los últimos años la energía proveniente del viento [1]. México posee un potencial para generación eólica en diferentes zonas del país, dentro de las cuales está el estado de Tamaulipas, Nuevo León, Baja California y Oaxaca, este último estado como el mayor productor de energía proveniente del viento. Del 2017 al 2018 se incrementaron 942 MW de generación eólica [1], de los cuales la región Noreste incrementó en más de 300 MW de capacidad instalada. Esta tendencia de la inclusión de generación eólica en el país, se considera como un aspecto a estudiar desde un punto de vista de estabilidad del sistema de potencia, observando el efecto de su integración.

1.8. Organización de la tesis

La tesis consta de 5 capítulos, los cuales están descritos a continuación:

Capítulo 1: se describe el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) indicando datos relevantes tales como, generación, consumo, capacidad instalada de generación diferenciando entre generación convencional o renovable. Resaltando la importancia de realizar estudios de estabilidad transitoria de manera particular en el SIN.

Capítulo 2: en este capítulo se describe el problema de estabilidad transitoria en un sistema máquina bus infinito, se analiza a través de la ecuación de oscilación con la presencia de disturbios. El caso de estudio en este capítulo, se desarrolla en el software Matlab con el cual se obtuvieron el comportamiento del ángulo, velocidad y potencia del generador. Al final se extiende este concepto para sistemas eléctricos de potencia multimáquinas y los requerimientos del software PSS/E.

Capítulo 3: con ayuda del software PSS/E, se realiza el análisis del sistema de potencia de dos áreas. Se somete a fallas de corto circuito de diferentes duraciones para obtener el tiempo crítico de liberación de falla. Inicialmente se considera una condición operativa base como la reportada en la literatura con generación convencional y, posteriormente, se incluye generación eólica.

Capítulo 4: describe las características que tiene el sistema propuesto de la región Noreste, así como el cálculo de condiciones iniciales. Posteriormente, se aplican fallas de corto circuito para obtener el tiempo crítico de liberación de falla en cada nodo, en dos casos diferentes, con generación convencional solamente, y con la integración eólica. Este estudio se realiza, de igual manera, con el software PSS/E con el cual se obtienen las respuestas de las variables del sistema.

Capítulo 5: se muestran las conclusiones que se tienen con base en los resultados obtenidos durante el estudio de cada sistema, identificando los objetivos planteados.

Capítulo 2

Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a sufrir perturbaciones o disturbios que alteren su funcionalidad existiendo la posibilidad de daño en las máquinas eléctricas o alteraciones en el suministro. Los disturbios provocan cambios dependiendo de la duración y el tipo de disturbio que se presenten, por lo cual se realizan estudios de estabilidad para observar el impacto que tienen y así mejorar el desempeño del sistema o protegerlo para evitar daños en los equipos.

La propiedad de que un sistema eléctrico pueda regresar a una condición en estado estable después de que se presente algún tipo de disturbio se denomina “*estabilidad*”, el punto de equilibrio puede ser con las condiciones iniciales u otros valores dentro de límites físicos de los componentes y la red. Generalmente las máquinas síncronas se usan en estos sistemas y se encuentran operando en sincronismo, por lo cual si alguna sufre alteraciones se ve reflejada en las demás máquinas. El sistema es estable cuando los generadores no pierden sincronismo siendo el ángulo del rotor y la relación potencia-ángulo las que se ven afectadas.

Cuando se presenta un fenómeno o disturbio la máquina se perturba haciendo que acelere o desacelere, provocando que se pierda el equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida al variar la velocidad del rotor. En estado estable la velocidad del gene-

rador se mantiene constante. Ante un disturbio que ocasione la aceleración de una máquina, se observará una modificación de la diferencia angular respecto al resto de las máquinas del sistema. En el caso de la máquina más lenta intentará transferir parte de la carga a la máquina que se acelera (dependiendo de la relación potencia ángulo), esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y, por lo tanto, la separación angular.

Entonces, un aumento en la separación angular se acompaña de una disminución en la transferencia de potencia, lo cual provoca más la separación angular y puede conducir a la inestabilidad, lo que hace que la frecuencia del sistema se altere. Este deslizamiento entre el campo giratorio del estator y el rotor produce grandes fluctuaciones en la salida de potencia, corriente y voltaje de la máquina. Si la condición adversa continua y el sistema no puede regresar a una condición de equilibrio, el sistema de protección aísla la máquina del resto del sistema.

La relación que existe entre la potencia y el ángulo del rotor se puede observar cuando la potencia de la máquina síncrona varía, el ángulo del rotor oscila, por otro lado, la frecuencia eléctrica esta asociada con la velocidad mecánica de la máquina, por lo cual si existe una perturbación de alguna de estas variables el efecto se ve reflejado en todo el sistema. Teniendo en cuenta que en un sistema de potencia se tienen múltiples máquinas conectadas, en estado estacionario los voltajes y corrientes de todas las máquinas tienen la misma frecuencia y velocidad mecánica del rotor. Por lo tanto, se encuentra operando en sincronismo, el cual no se debe perder.

2.1. Estabilidad en sistema Máquina Bus Infinito

En condiciones de funcionamiento normal se tiene que la relación potencia ángulo es constante, la cual, durante cualquier perturbación, el rotor desacelerará o acelerará, si después del periodo de perturbación no implica ningún cambio el rotor vuelve a su posición original. Si se considera que una máquina síncrona que genere un par eléctrico T_e girando a una velocidad síncrona de ω_m , se tiene un par mecánico, T_m , despreciando las pérdidas por fricción [23].

$$T_m = T_e \quad (2.1)$$

Al existir una perturbación, el par de aceleración, T_a , implica que el par mecánico sea menor que el par eléctrico acelerando la máquina, en caso contrario se desacelera la máquina. Considerando que J es el momento de inercia se tiene,

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Donde θ_m es desplazamiento angular del rotor con respecto al eje de referencia estacionario en el estator. Se tiene que el rotor está girando a velocidad síncrona constante, ω_{sm} y al ocurrir una perturbación existe un desplazamiento angular δ_m después del tiempo $t = 0$, medido desde el marco de referencia giratorio síncrono [24]. Entonces, se puede establecer la siguiente relación,

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (2.3)$$

Al derivar la ecuación de la velocidad angular del rotor,

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.4)$$

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (2.5)$$

Al sustituir (2.5) en (2.2),

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.6)$$

Al multiplicar (2.6) por ω_m , se obtiene la ecuación de oscilación de la máquina síncrona donde M es la constante de inercia de la máquina

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.7)$$

Al escribir (2.7) en terminos del ángulo de la potencia eléctrica δ , se obtiene

$$\frac{2}{p}M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.8)$$

Donde p es el número de polos del generador síncrono. Si se representa al sistema eléctrico de potencia en por unidad y teniendo en cuenta que la velocidad mecánica angular se define como $\omega_{sm} = (2/p)\omega_s$ y $\omega_s = 2\pi f_0$, la velocidad eléctrica angular es

$$\frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.9)$$

Se considera un sistema como el mostrado en la Fig. 2.1 que cuenta con un generador síncrono en serie con una reactancia transitoria X'_d , voltaje interno E' , que se conecta al bus infinito a través de un transformador y una línea de transmisión. Para este estudio se desprecia la parte resistiva de los elementos.

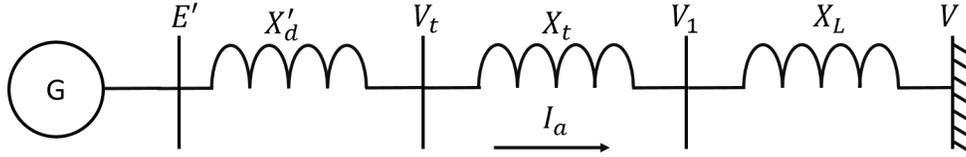


Figura 2.1: Sistema Máquina Bus Infinito.

La potencia eléctrica del generador se calcula considerando el voltaje interno de la máquina y la corriente que suministra al sistema, por lo cual para el sistema mostrado,

$$P_e = \frac{|E'||V|}{X_{eq}} \text{sen}\delta \quad (2.10)$$

donde

$$P_{max} = \frac{|E'||V|}{X_{eq}} \quad (2.11)$$

por lo tanto el voltaje interno se puede calcular mediante,

$$E' = V + jX_{eq}I_a \quad (2.12)$$

Sustituyendo (2.10) y (2.11) en (2.9) se llega a,

$$\frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{sen}\delta \quad (2.13)$$

La ecuación de oscilación es una ecuación diferencial no lineal de la relación potencia ángulo, debido a que el ángulo δ depende del ángulo inicial de la máquina δ_0 y el incremento que este pueda sufrir ante un cambio de operación, obteniendo $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$. Al sustituir esta expresión en (2.13) se tiene que $\text{sen}\delta = \text{sen}(\delta_0 + \Delta\delta)$, separando se tiene que $\text{sen}\delta = \text{sen}\delta_0 \cos\Delta\delta + \cos\delta_0 \text{sen}\Delta\delta$. Para pequeños disturbios la ecuación puede linealizarse [24], entonces considerando una pequeña desviación del ángulo $\Delta\delta$, se puede considerar que $\cos\Delta\delta \cong 1$ y $\text{sen}\Delta\delta \cong \Delta\delta$, $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$. Al sustituir en (2.13) el valor de δ

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{sen}\delta_0 - P_{max} \cos\delta_0 \Delta\delta \quad (2.14)$$

Con la expresión anterior se tiene que el estado inicial del sistema es

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta_0}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{sen}\delta_0 \quad (2.15)$$

y los cambios en el ángulo queda definidos por la expresión

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = -P_{max} \cos\delta_0 \Delta\delta \quad (2.16)$$

A partir de (2.16) se obtiene el coeficiente de sincronización P_s , que ayuda a determinar la estabilidad del sistema, al sustituir este coeficiente se obtiene

$$P_s = \left. \frac{dP}{d\delta} \right|_{\delta_0} = P_{max} \cos\delta_0 \quad (2.17)$$

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = -P_s \Delta\delta \quad (2.18)$$

Por lo tanto, P_s determina si el sistema es estable o no, cuando es negativo la respuesta aumenta exponencialmente y se pierde la estabilidad, pero si es positivo el movimiento es oscilatorio y no amortiguado [24], para este caso cuya frecuencia natural es

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\pi f_0}{H} P_s} \quad (2.19)$$

Al tener la máquina trabajando sin ninguna perturbación a una determinada potencia P_e , se tiene que la máquina trabaja con un ángulo inicial δ_0 . Al existir alguna perturbación, el ángulo aumenta de tal manera que el ángulo δ se acerque al ángulo crítico δ_c , el cual puede definirse como aquel ángulo con el cual la máquina sigue generando potencia eléctrica sin hacerse inestable [23]. En la Fig 2.2 pueden observarse dos áreas, el área 1 (A1) corresponde a la aceleración que puede sufrir la máquina, mientras el área 2 (A2) se refiere a la desaceleración de la misma. Este criterio de áreas iguales es un método gráfico que se basa en la energía almacenada en la masa giratoria, ayuda para determinar si la máquina mantiene su estabilidad después de ser perturbada.

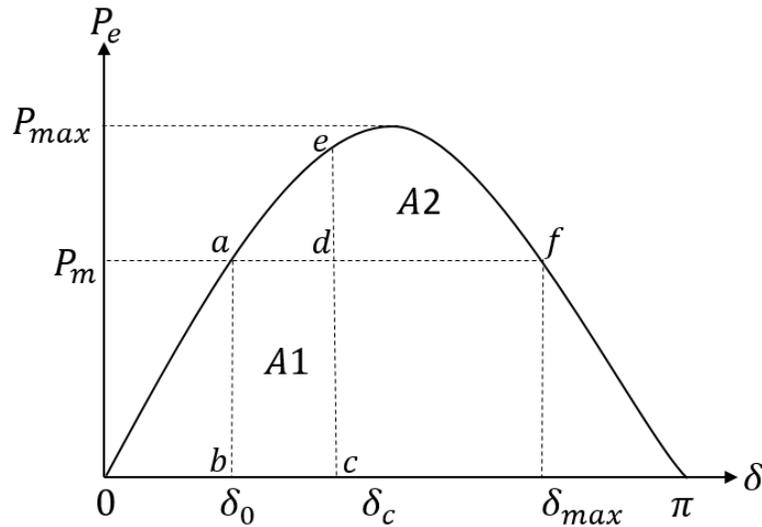


Figura 2.2: Curva potencia ángulo.

La potencia mecánica se define de la siguiente manera

$$P_m = P_{max} \sin \delta_0 \quad (2.20)$$

donde $\delta_{max} = \pi - \delta_0$, con lo cual se calcula el ángulo crítico de liberación de falla con la siguiente expresión

$$\cos \delta_c = \frac{P_m}{P_{max}} (\delta_{max} - \delta_0) + \cos \delta_{max} \quad (2.21)$$

Cuando existe la perturbación, la potencia eléctrica durante la falla es cero y se puede obtener una solución analítica para el tiempo crítico de liberación de falla t_c , si la falla tiene

una duración menor a este tiempo el sistema es estable. Este tiempo se puede obtener de la siguiente manera [24]

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{\pi f_0 P_m}} \quad (2.22)$$

Para el modelado de la máquina síncrona en estudios de estabilidad transitoria, se tienen las siguientes ecuaciones diferenciales

$$\dot{\delta} = \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (2.23)$$

$$\dot{\omega} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{M}(P_m - P_e) \quad (2.24)$$

2.1.1. Método Runge Kutta de cuarto orden

Las ecuaciones (2.23) y (2.24), se resuelven con ayuda del método Runge Kutta de cuarto orden. Para este método se considera una ecuación diferencial de primer orden de la forma [23]

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (2.25)$$

Donde se tiene una condición inicial x_0 para un tiempo t_0 , $x(t_0) = x_0$. La ecuación (2.26) da el valor de x_{n+1} , donde en cada iteración del método el paso entre valor de x es dado por un Δt .

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{6}[k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4] \quad (2.26)$$

donde k_1 a k_4 se calculan de la siguiente manera

$$k_1 = f(x_{k-1}, t_{k-1}) \quad (2.27)$$

$$k_2 = f\left(x_{k-1} + \frac{h}{2}k_1, t_{k-1} + \frac{h}{2}\right) \quad (2.28)$$

$$k_3 = f\left(x_{k-1} + \frac{h}{2}k_2, t_{k-1} + \frac{h}{2}\right) \quad (2.29)$$

$$k_4 = f(x_{k-1} + hk_3, t_k) \quad (2.30)$$

$$x_k = x_{k-1} + \frac{h}{6}[k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4] \quad (2.31)$$

Al llevarlo a nuestro caso de estudio, se tiene que las condiciones iniciales para las ecuaciones diferenciales son $x_0 = [\delta_0 \ \omega_0]$ y Δt es el paso en cada iteración de este método.

2.2. Caso de estudio MBI

Para evaluar el problema de estabilidad se considera un sistema máquina bus infinito, que consiste de un generador conectado a la red, a través de un transformador y una línea de transmisión [24]. El generador síncrono trabaja a una frecuencia de 60 Hz, con reactancia transitoria $X'_d = 0,15$ (pu), una constante de inercia cuyo valor es $H = 9,94$ MJ/MVA. El transformador y la línea tienen una reactancia de $X_t = 0,1$ (pu) y $X_L = 0,1$ (pu), respectivamente, despreciando la parte resistiva. El bus infinito al que se conecta el generador tiene un voltaje de valor $V = 1,0$ (pu), Fig. 2.3. Para el estudio se le aplica una falla a través de una impedancia en las terminales del generador.

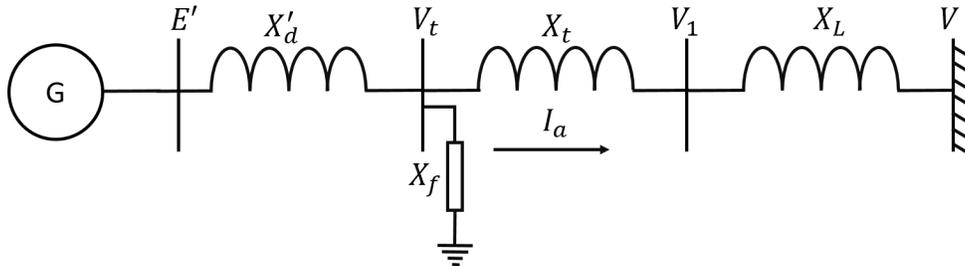


Figura 2.3: Sistema Máquina Bus Infinito.

Para evaluar la estabilidad transitoria de este sistema se debe seguir una serie de pasos, Fig. 2.4, los cuales se implementan en el software Matlab para obtener las respuestas δ y ω , donde se establecen los parámetros del sistema con los cuales se calculan las condiciones iniciales δ , ω , P_e . La dinámica de estas variables permiten establecer la condición de estabilidad del sistema eléctrico.

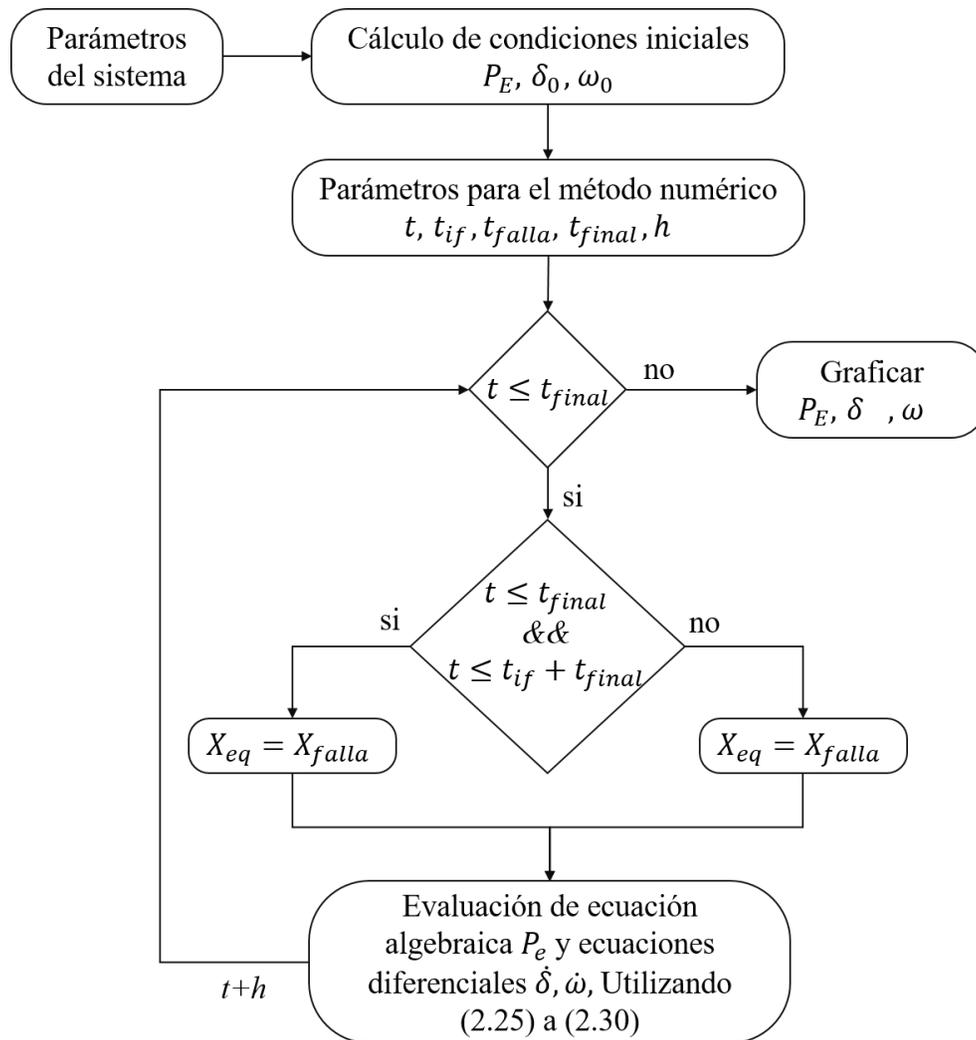


Figura 2.4: Diagrama de flujo para la solución del modelo dinámico del sistema máquina bus infinito.

Se simula el sistema con dos condiciones operativas, variando la potencia que entrega el generador. En la primera condición (C1) el generador entrega una potencia de 0,6 (*pu*) a un factor de potencia de 0,8 (*pu*). Utilizando (2.12) se calcula E' cuyo resultado es 1,14 (*pu*) y $\delta_0 = 10,52^\circ$, lo que nos ayuda a obtener el tiempo crítico de liberación de falla t_c con valor de 0,5754 *seg*, el cual se calcula con la ecuación (2.22). Con ese resultado se procede a obtener la respuesta en el tiempo con duración de falla igual al t_c y una segunda simulación con un $t_c + 0,001$, condición donde se pierde la estabilidad. Se demuestra que el cálculo de la ecuación (2.22) es consistente con los resultados que se obtienen mediante la solución de las ecuaciones.

En la segunda condición (C2) el generador aumenta la potencia entregada a 0,8 (*pu*) con el mismo factor de potencia, obteniendo nuevos valores en el sistema. De igual manera se obtiene E' y δ_0 con (2.12), donde se observa que los valores aumentan a 1,20 (*pu*) y $\delta_0 = 10,52^\circ$ respectivamente. El nuevo tiempo crítico de liberación de falla para esta condición de operación es $t_c = 0,4729$ *seg*, con el cual se procede a obtener la respuesta en el tiempo con las mismas duraciones de fallas que en la primera condición. El resumen de estos resultados se observan en la Tabla 2.1, en la cual se muestra el tiempo de falla para el estado estable e inestable.

Tabla 2.1: Resultados del sistema máquina bus infinito.

Condición operativa	P_e (<i>pu</i>)	E' (<i>pu</i>)	δ_0 (°)	δ_c (°)	t_c (<i>seg</i>)	t_f (<i>seg</i>)	t_f (<i>seg</i>)
						Estable	Inestable
1	0.6	1.14	10.52	118.44	0.575	0.575	0.576
2	0.8	1.20	13.41	110.62	0.472	0.472	0.473

En los casos donde el tiempo que dura la falla es igual a t_c se tiene que el sistema ante la perturbación no pierde su estabilidad. Como se puede ver en Fig. 2.5 el ángulo ante la falla crece y al momento de liberarse la falla el ángulo trata de regresar a una condición operativa sin oscilaciones, sin embargo, en este caso se observa una oscilación sostenida considerando que el sistema eléctrico no tiene amortiguamiento ni controles bajo la representación descrita. Al ocurrir la falla el generador acelera, al liberarse la falla desacelera, provocando que la velocidad oscile. Este comportamiento se puede observar en ambas condiciones operativas

donde el sistema es estable ($t_f = t_c$), el ángulo y velocidad oscilan, evitando que el sistema se haga inestable como se puede observar en las Fig. 2.6 y 2.7.

Para el otro caso donde el tiempo de falla fue mayor a t_c , el ángulo de igual manera crece, llegando a un punto donde el sistema se hace inestable a pesar de que la falla desaparezca, por lo mismo provoca que la velocidad se incremente de manera drástica llevando a la inestabilidad. Cuando el sistema es inestable ($t_f = t_c + 0,001$) se puede observar este comportamiento, donde el ángulo y velocidad de la máquina crecen de manera sostenida. El sistema en estudio comienza de dos diferentes condiciones iniciales para comparar su respuesta bajo diferentes tiempos de liberación de falla. Las fallas fueron aplicadas en el segundo 0.1 de la simulación.

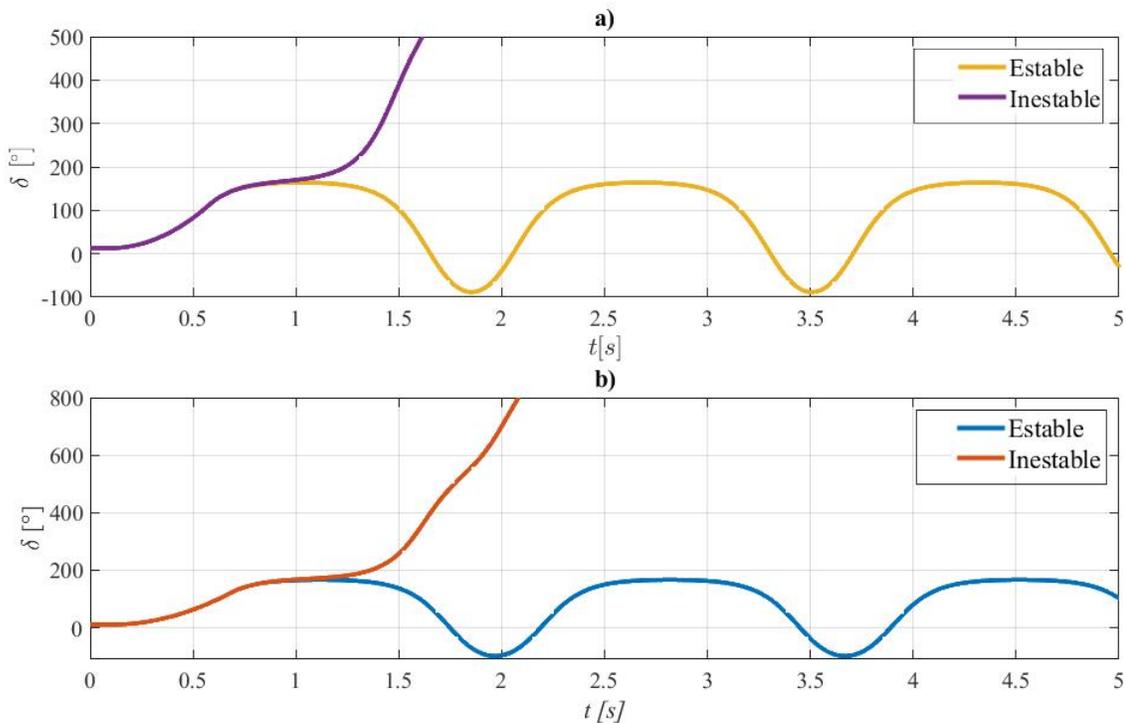


Figura 2.5: Respuesta del ángulo del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2.

Estos resultados demuestran que mientras la potencia eléctrica generada aumenta (P_e), el ángulo crítico δ_c disminuye provocando que el tiempo t_c de igual manera se reduzca. En la Fig. 2.7 se observa que al presentarse la falla, 0.1 seg, la potencia eléctrica entregada por el

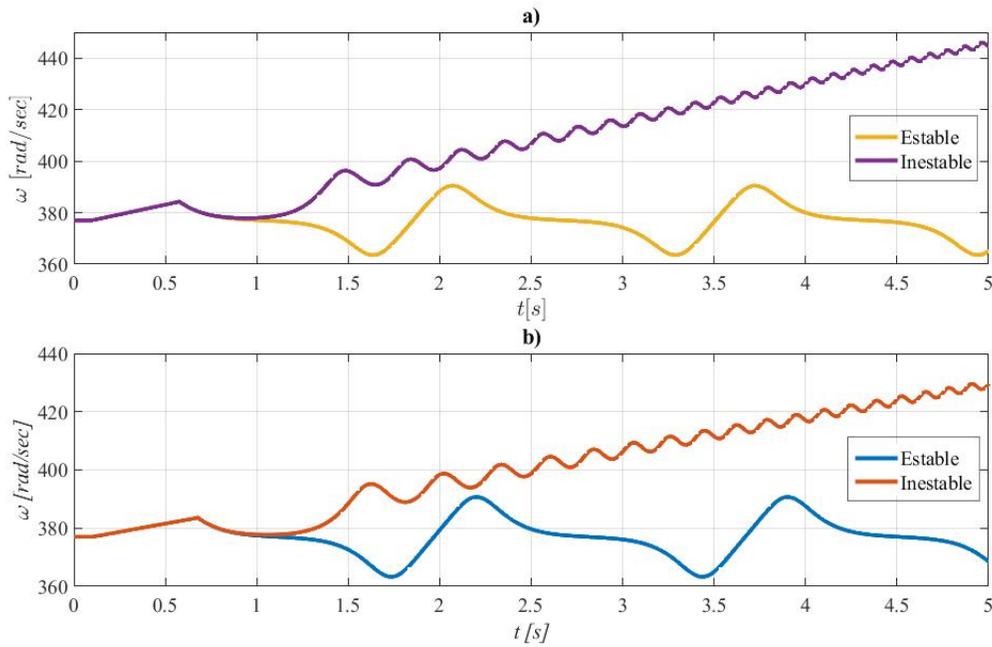


Figura 2.6: Respuesta de la velocidad del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2.

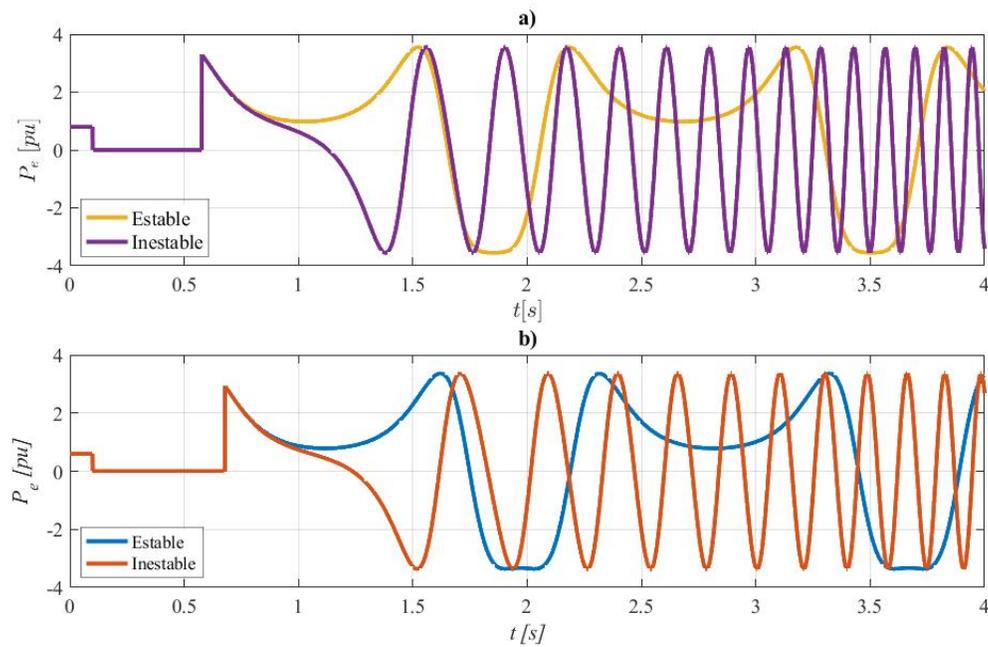


Figura 2.7: Respuesta de la potencia eléctrica del generador. a) Condición operativa 1 y; b) Condición operativa 2

generador al sistema baja a cero, y al momento de liberarse incrementa de manera drástica. De igual manera se puede concluir que en el sistema es estable con una duración de falla trifásica en terminales del generador menor o igual a t_c , y con una duración mayor a este tiempo el sistema se vuelve inestable.

2.3. Estabilidad transitoria en sistemas multimáquinas

Considerando que en un sistema de potencia se tienen varios generadores conectados y varios nodos, se tiene que estudiar la estabilidad para sistemas multimáquinas. Las ecuaciones (2.23 y 2.24), para el caso de sistemas multimáquinas se generalizan. Cada generador del sistema se describe con las mismas ecuaciones que se describen en este capítulo, además, las relaciones algebraicas de las variables de la red eléctrica se resuelven en cada paso de integración.

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte. El sistema eléctrico responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos y grandes oscilaciones de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo. En caso contrario pierde el sincronismo, lo cual suele hacerse evidente transcurridos varios segundos después de que se presenta la perturbación. Para este estudio se considera lo siguiente [24]

1. La máquina síncrona se representa como una fuente de voltaje constante detrás de la reactancia transitoria de eje directo X'_d .
2. Potencia mecánica de entrada constante.
3. Las cargas se convierten en admitancias equivalentes a tierra permaneciendo constante.
4. Se ignora el amortiguamiento en el sistema.

5. El ángulo del rotor de cada máquina coincide con el ángulo del voltaje detrás de la reactancia de la máquina.

Antes de empezar el estudio de estabilidad en un sistema multimáquina, se tienen que calcular los flujos de potencia en el sistema para obtener los voltajes y ángulos nodales. En el punto 3 de la lista anterior se dice que las cargas se convierten a una admitancia equivalente a tierra, para esto se hace uso de la ecuación (2.32) donde V_i es el voltaje nodal y S_i^* la potencia de la carga. En la Fig. 2.8 [24] se representa un sistema con "n" nodos, el cual tiene i generadores conectados, cada generador con su propia reactancia.

$$y_{i0} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (2.32)$$

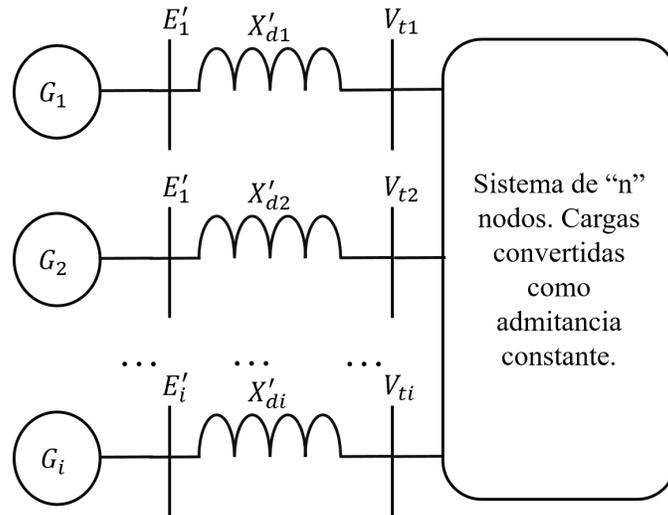


Figura 2.8: Sistema multimáquina.

Considerando (2.15), la ecuación de oscilación para cada máquina puede escribirse de la siguiente manera, donde P_{ie}^f es la potencia eléctrica del generador i .

$$\frac{H_i}{\pi f_0} = P_{mi} - P_{ie}^f \quad (2.33)$$

donde $P_{ie}^f = \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$. Teniendo esto en cuenta se puede decir

que las ecuaciones 2.23 y 2.24 se pueden generalizar de la siguiente manera [24].

$$\dot{\delta}_i = \frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_{i0} \quad (2.34)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_{i0}}{M_i}(P_{m_i} - P_{ei}^f) \quad (2.35)$$

En esta tesis el estudio de estabilidad transitoria se realizará mediante software comercial, el cual tiene la capacidad de manejar sistemas más complejos y realizar diferentes tipos de estudio y más componentes al sistema. En este caso el sistema de excitación de la máquina síncrona que proporciona corriente al devanado de campo, en otras palabras, realiza la función de controlar el voltaje aplicado al devanado.

2.4. Realización de la simulación mediante el software PSSE

Con el software PSSE se realizan simulaciones para estudios de estabilidad transitoria, teniendo la posibilidad de estudiar diversas perturbaciones o modificaciones en la red, obteniendo el comportamiento que tienen las variables del sistema. Para dichos estudios se deben calcular las condiciones iniciales que se obtienen con el estudio de flujos de potencia, entonces, se cuenta con los valores de voltaje, ángulos nodales del sistema, potencias reales y reactivas inyectadas y lo que consumen las cargas. Para estas simulaciones el software requiere que se especifique el modelo a emplear para cada generador. Para este caso de estudio la máquina síncrona solo requiere el modelo del generador y del sistema de excitación. A continuación se describen los módulos empleados y la forma de llevar a cabo la simulación bajo esta plataforma.

2.4.1. Modelo GENROU del inglés Round Rotor Generator Model

Este modelo de máquina síncrona se usa generalmente en aplicaciones de mayor potencia y mayor velocidad, típicamente en turbogeneradores. En la Fig. 2.9 [25] se muestra el esquema del modelo del generador el cual tiene como entradas: potencia mecánica, voltaje de campo y voltaje en el bus. Como salidas: la velocidad, corriente generada, voltaje en terminales de la máquina y el ángulo de la máquina.

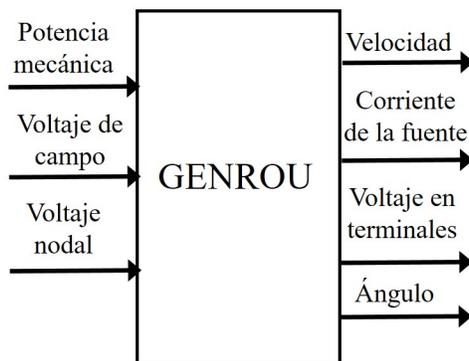


Figura 2.9: Esquema del modelo GENROU.

2.4.2. Modelo ESDC1A

La función básica del sistema de excitación es proveer corriente directa a la máquina síncrona a través del devanado de campo, con ello se regula el voltaje en terminales del generador dependiendo de las necesidades de la red eléctrica. La función de control incluye el control de voltaje y la potencia reactiva.

2.4.3. Tipos de disturbios

Para la aplicación de los disturbios durante las simulaciones del sistema se considera que se tiene un sistema balanceado. Dentro de los disturbios se tienen: falla en bus o nodo, falla en línea de transmisión, apertura y/o cierre de una línea de transmisión, desconexión de un bus o nodo, desconexión de una máquina y cambiar el voltaje de referencia (solo en los nodos

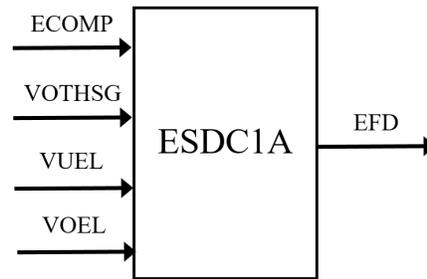


Figura 2.10: Esquema del modelo ESDC1A [25].

generadores). Esos disturbios se pueden aplicar en cualquier momento de la simulación al igual que el tiempo de duración.

Con lo anterior el software permite obtener la respuesta de variables, tanto para el generador como para los buses. En este caso para el generador síncrono se pueden obtener el ángulo interno, la potencia activa y reactiva, el voltaje en terminales, voltaje de campo, la potencia mecánica y el cambio de velocidad. En todos los buses se pueden obtener el voltaje y ángulo nodal y el cambio de frecuencia.

Capítulo 3

Análisis de SEP de 4 máquinas 2 áreas

3.1. Sistema de dos áreas cuatro generadores

Esta sección se toma como referencia el sistema de dos áreas propuesto por Klein Rogers Kundur en [23], se compone de dos áreas similares enlazadas entre sí a través de dos líneas de transmisión en paralelo iguales. El sistema cuenta con 4 generadores conectados de los nodos 1 al 4, 2 cargas y 2 capacitores en 7 y 9, como se muestra en la Fig. 3.1. Los datos de los elementos del sistema se encuentran en el Apéndice A, con los cuales se realiza el analisis. Este sistema se analiza en tres etapas: a) Estado estacionario; b) Estabilidad transitoria ante disturbios y; c) Comportamiento con la sustitución de una central térmica por una eólica.

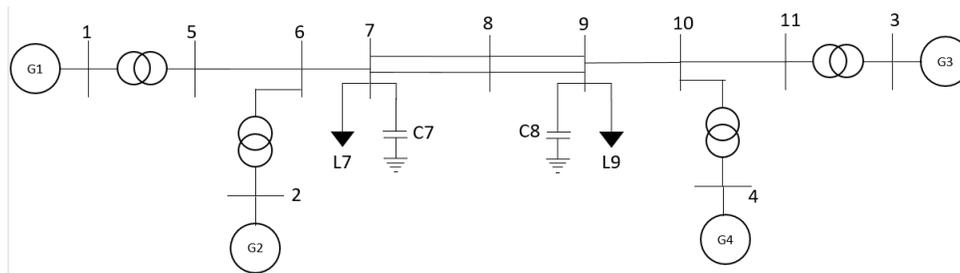


Figura 3.1: Sistema de dos áreas.

Con ayuda del software PSS/E se realiza el estudio en estado estacionario del sistema, que consiste en la solución del problema de flujos de potencia por el método de Newton Raphson. Estos resultados se utilizan como condición inicial para el estudio de estabilidad transitoria. En la Tabla 3.1 se muestran los resultados obtenidos, indicando las magnitudes de tensión,

ángulos nodales, potencia activa y reactiva generada y consumida. Al analizar los resultados se observa que el sistema tiene pérdidas de 85.1 MW y 1195.19 MVar, que se consumen por las líneas de transmisión y transformadores. Además, los voltajes nodales se encuentran dentro del rango de 0.95 y 1.05.

Tabla 3.1: Resultados de flujos de potencia.

Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo ($^{\circ}$)	P_G	Q_G	P_C	Q_C
1	1.03	20.27	700	185.05	0	0
2	1.01	10.51	700	234.63	0	0
3	1.03	-6.80	719	176.04	0	0
4	1.01	-17.00	700	202.10	0	0
5	1.00	13.81	0	0	0	0
6	0.97	3.72	0	0	0	0
7	0.96	-4.69	200*	0	967	100
8	0.95	-18.56	0	0	0	0
9	0.97	-32.15	350*	0	1767	100
10	0.98	-23.74	0	0	0	0
11	1.00	-13.43	0	0	0	0

*Proporcionada por condensadores en derivación

En la Tabla 3.2 se muestran las condicionales iniciales de los generadores, mostrando el voltaje en terminales, ángulo interno de la máquina, potencia activa y reactiva. Se puede observar que el área 1 transmite 400 MW de potencia al área 2. Con los resultados se observa que el sistema presenta voltajes cerca de los límites inferiores operativos en los nodos de carga, teniendo en cuenta que el voltaje mínimo es de 0.95 en pu.

3.2. Estabilidad transitoria ante fallas trifásicas

En esta parte del estudio se realiza con ayuda del software señalado, con el modelo del generador GENROU y el sistema de excitación IEEE de 1968 tipo 1 en los generadores. Los datos ingresados se presentan en el Apéndice A [23]. En el primer caso al sistema se le aplica

Tabla 3.2: Condiciones iniciales de los generadores

Gen	$E_{trm}(pu)$	$\delta(o)$	P_{gen}	Q_{gen}
1	1.03	64.64	700	185.05
2	1.01	53.73	700	234.63
3	1.03	35.14	719.09	176.04
4	1.01	24.11	700	202.10

una falla trifásica en el nodo 7, el estudio consiste en revisar la evolución del sistema para diferentes tiempos de duración de la falla, obteniendo las condiciones que hacen al sistema inestable.

El sistema de dos áreas [23] tiene la característica de tener simetría entre las dos áreas, esto se identifica porque los generadores 1 y 2 están operando en coherencia, lo cual implica que si un generador sufre un cambio de operación, el otro generador también se ve afectado provocando que su comportamiento cambie para mantener esa condición. Lo mismo ocurre con los generadores 3 y 4. En la Fig. 3.2 se muestra la simetría que tiene el sistema, donde se aplica una falla trifásica en el nodo 7 de 5 ciclos de duración, provocando que los generadores de cada área tengan un comportamiento semejante. Si se considera el efecto en el ángulo interno del generador a) los generadores 1 y 2 mantienen siempre la misma diferencia angular, lo mismo ocurre con los generadores 3 y 4.

Cuando la falla dura más de 8 ciclos, teniendo en cuenta que el sistema trabaja a 60 Hz, el sistema se hace inestable provocando una separación de los ángulos de las máquinas de ambas áreas. En la Fig. 3.3 se observan los ángulos pertenecientes al generador 1 (G1) y 3 (G3), respecto al generador 2 (G2) y 4 (G4), siguen el comportamiento de los generadores con los que comparten área debido a que están sincronizados con los generadores 1 y 3 respectivamente. Con la presencia de una falla durante 7 ciclos, no existe una separación angular entre los generadores. Si la falla dura 8 ciclos los ángulos sufren la separación entre los segundos 5 y 6.

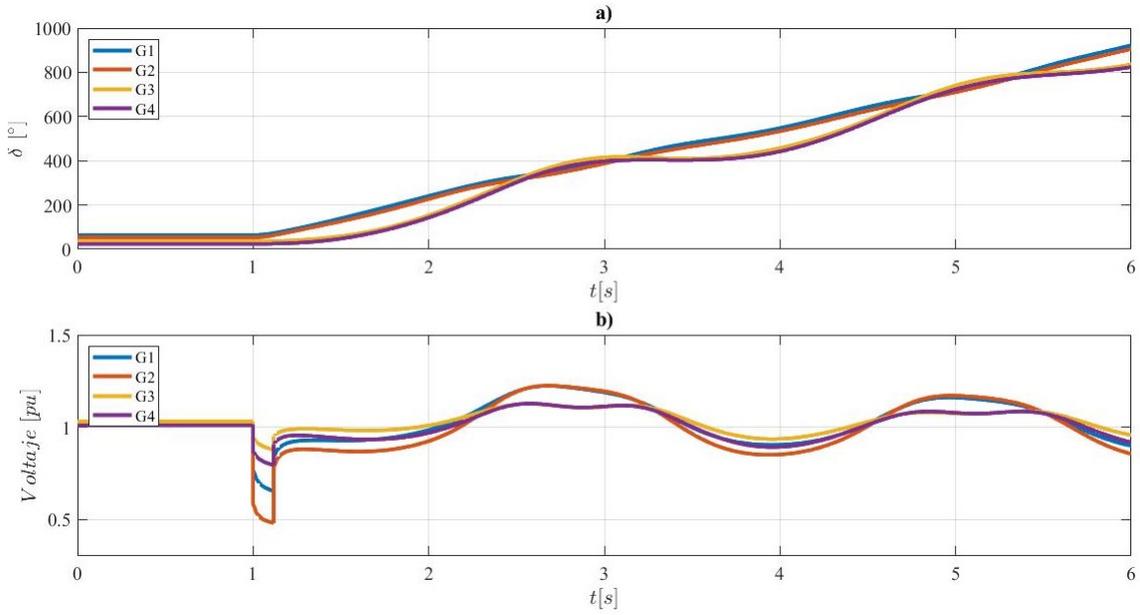


Figura 3.2: Respuesta del ángulo interno del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.

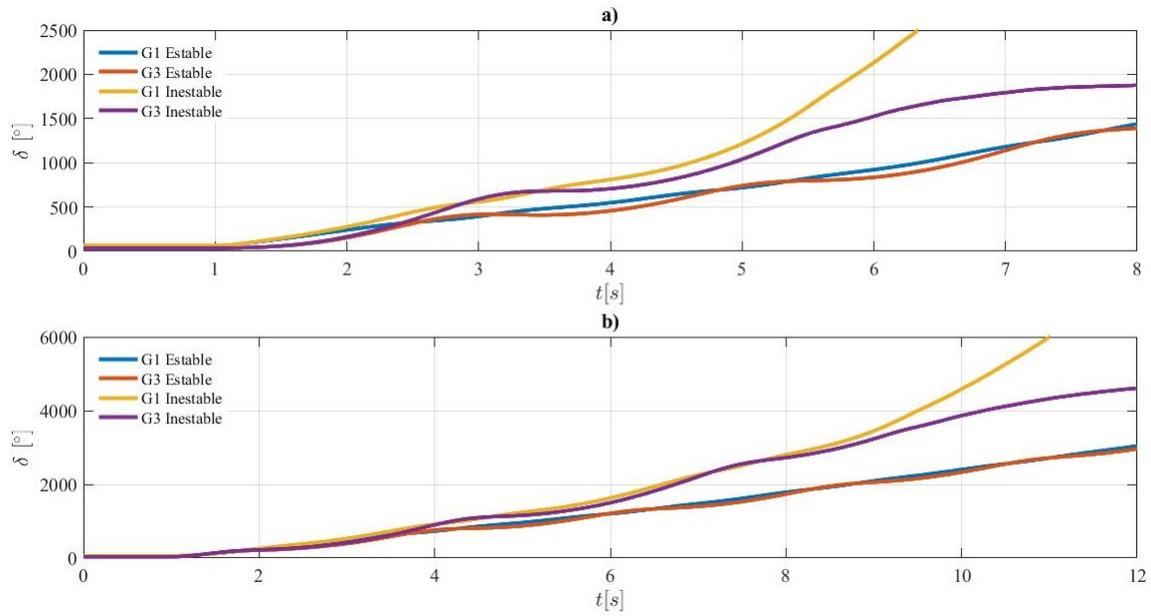


Figura 3.3: Respuesta del ángulo interno del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.

En el segundo caso al sistema se le aplica una falla trifásica en el nodo 9, obteniendo el tiempo con el que el sistema pierde su estabilidad. El tiempo con el cual el sistema se hace inestable es con una falla a mayor de 14 ciclos (0.233 seg.). Con 15 ciclos de duración de falla se obtiene una separación angular en el segundo 9 indicando que el sistema es inestable. En la Fig. 3.3 b) se observa, de igual manera, los ángulos de los generadores 1 (G1) y 3 (G3) con una falla de 14 ciclos provocando un crecimiento angular pero no una separación, y en el caso donde la falla tiene una duración de 15 ciclos el sistema sufre la separación.

Este mismo efecto se observa en las velocidades del rotor, ante una perturbación la velocidad sufre un cambio provocando un aceleramiento. En la Fig. 3.4 a) se observa el cambio en la velocidad de los generadores 1 (G1) y 3 (G3) para las condiciones estable e inestable. En el primer caso, con una falla trifásica en el nodo 7, las velocidades oscilan sin tener un cambio drástico cuando el sistema es estable, por otro lado en el caso donde el sistema es inestable, el cambio de velocidad es más drástico provocando que los generadores 1 (G1) y 3 (G3) pierdan el sincronismo, los generadores 1 y 2 se aceleran y los generadores 3 y 4 desaceleran. De la misma manera en el segundo caso las velocidades de los generadores oscilan cuando el sistema es estable, y en caso contrario los generadores pierden el sincronismo como en el primer caso.

En la Fig.3.5 se observa el voltaje en terminales de los generadores en ambos casos. Cuando la falla aplicada en el bus 7 tiene una duración de 7 ciclos o en el otro caso una falla de 14 ciclos en nodo 9, los voltajes comienzan a oscilar sin perder la sincronía, por otro lado cuando las fallas aumentan en un ciclo en los mismos buses, los voltajes oscilan y cuando el ángulo sufre la separación el voltaje oscila de manera rápida provocando inestabilidad en el sistema.

Con estos resultados se obtiene el tiempo crítico de liberación de falla para el sistema, en el nodo 7 es de 0.1166 seg y en el nodo 9 de 0.2333 seg. Esto se concluye al realizar un barrido de tiempos de duración de falla simulados en la plataforma señalada. Si ocurre una falla mayor a estos tiempos en sus respectivos nodos el sistema se hace inestable. En ambas

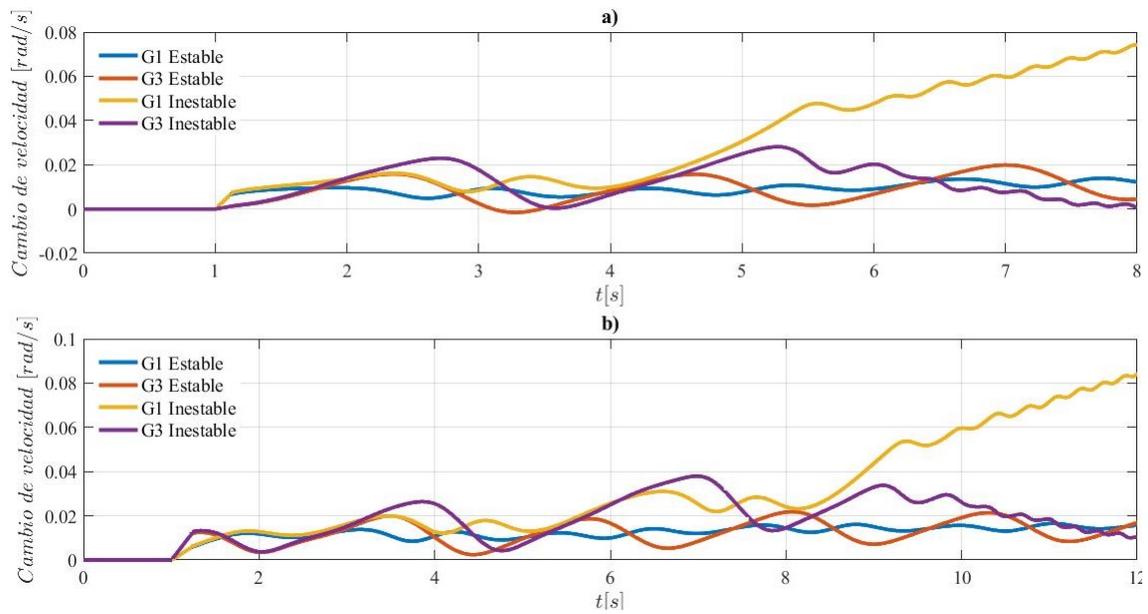


Figura 3.4: Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.

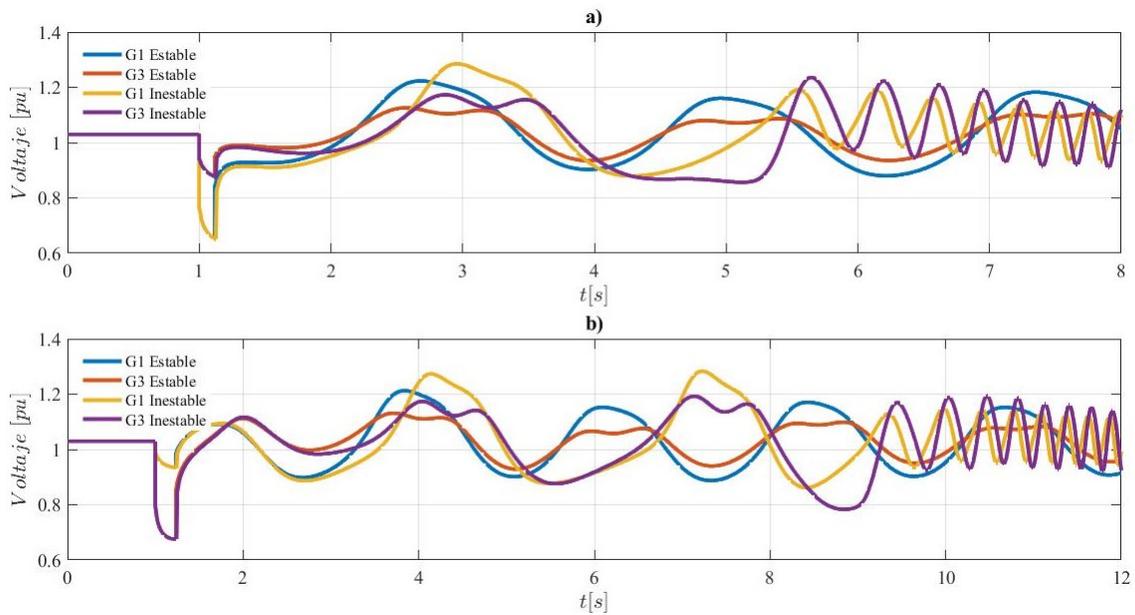


Figura 3.5: Respuesta del voltaje del generador: a) Caso 1 y; b) Caso 2.

situaciones donde el sistema es inestable, se tiene que cuando los generadores que comparten área pierden el sincronismo entre sí, el voltaje, Fig. 3.5, comienza a oscilar de manera drástica justo cuando se da la separación angular.

3.3. Análisis con diferente modelo de central generadora

En esta parte del estudio se realiza la sustitución del generador número 4 (G4) por generación eólica, con la misma potencia activa generada (700 MW). En este caso, la potencia reactiva se compensa con un capacitor conectado en el mismo nodo, esto para obtener condiciones iniciales más cercanas al sistema original ($Q_{C4} = 202,1 \text{ MVA}$). En la Fig. 3.6 se observa el sistema, teniendo en cuenta que la topología original del sistema se mantiene, sin tener cambios en las conexiones o potencia consumida o generada. En esta modificación se espera que el sistema tenga una mejor respuesta ante disturbios.

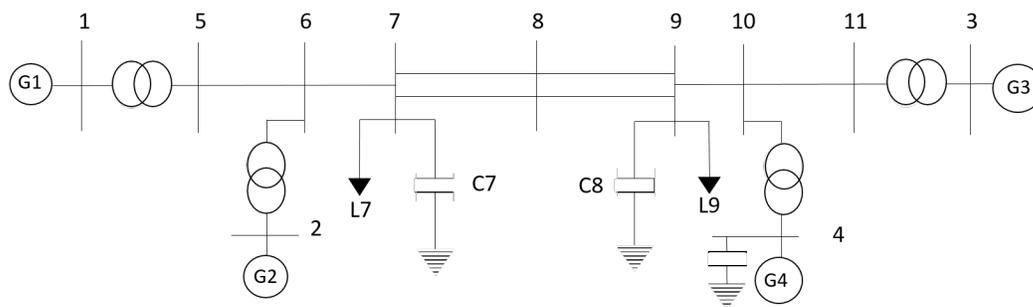


Figura 3.6: Sistema de dos áreas con generador eólico.

Ante este cambio se tienen nuevas condiciones iniciales para los generadores, Tabla 3.3, donde solamente cambia en ángulo interno del generador sustituido a $-16,98 [^\circ]$ y su reactancia X'_d , recordando que la potencia reactiva es suministrada por un capacitor de 202 MVAR. Considerando los resultados obtenidos con el estudio de flujos de potencia, los voltajes y ángulos nodales no sufren cambios, debido a que el sistema se trabaja con las mismas potencias consumidas y configuración de nodos y líneas.

Tabla 3.3: Condiciones iniciales de los generadores con parque eólico

Gen	$E_{trm}(pu)$	$\delta(\circ)$	P_{gen}	Q_{gen}	X'_d
1	1.03	64.68	700	185.05	0.25
2	1.01	53.85	700	234.63	0.25
3	1.03	35.51	719.09	176.04	0.25
4	1.01	-16.98	700	0	0.8

3.4. Esquema del generador eólico

La generación en el nodo 4 se cambia por un parque eólico compuesto por generadores de inducción doblemente alimentado o por sus siglas en inglés DFIG con capacidad de generación de 2 MW cada uno,. En PSS/E el generador eólico se compone de 4 partes que están conectadas para el funcionamiento del generador eólico, estas partes se encargan de representar el generador. Se ingresa un modelo de la turbina de viento, modelo de control del convertidor, modelo generador/convertidor y Modelo de control Pitch o del ángulo de las palas [26–28]. En la Fig. 3.7 se muestran estas cuatro partes y la manera en que se conectan [25].

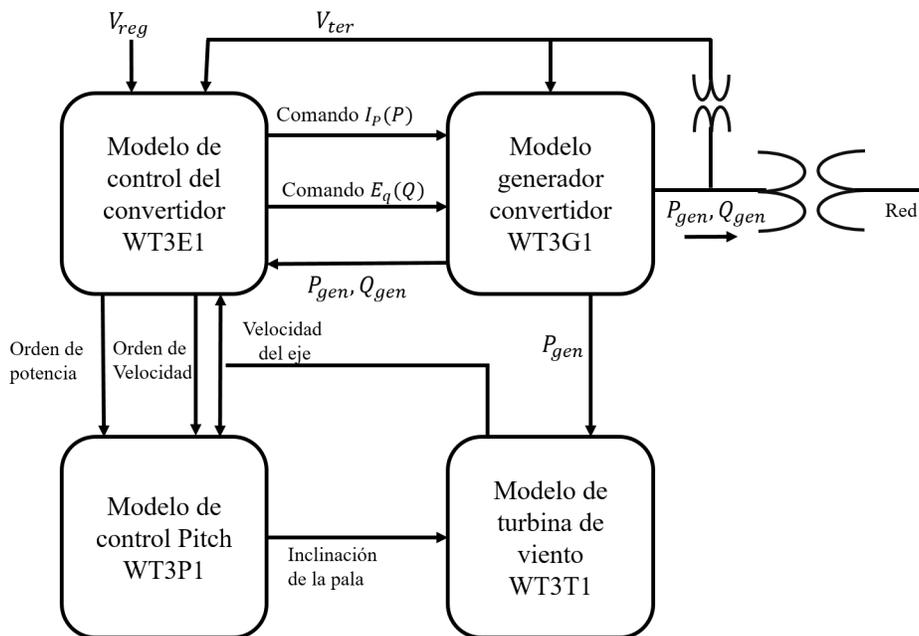


Figura 3.7: Esquema del generador eólico

Para simular el comportamiento de una turbina eólica, se emplea un generador de inducción doblemente alimentado con un control de potencia conectado a las terminales del rotor. El control incluye una lógica de potencia a bajo voltaje, que se utiliza para limitar el comando de corriente durante e inmediatamente después de fallas sostenidas. El modelo también incluye un control para la potencia de entrada y salida, por medio de los comandos de corriente y voltaje del generador, I_p y E_q respectivamente.

El modelo generador/convertidor (WT3G1) es equivalente al generador y al convertidor de campo y proporciona la interfaz entre el generador eólico y la red. Las variables del estado mecánico para el rotor de la máquina se incluyen en el modelo de la turbina (WT3T1), además toda la dinámica de flujo se ha eliminado para reflejar la respuesta rápida a los comandos de nivel superior de los controles eléctricos a través del convertidor. El objetivo de este modelo es representar una fuente de corriente controlada, inyectando una corriente calculada a la red. Los datos que requiere este modelo son: la reactancia equivalente para la inyección de corriente X_{eq} , una ganancia para el primer integrador k_{pll} , la ganancia para el segundo integrador k_{ipll} el límite máximo y la clasificación de la turbina en MW [29], los datos se pueden observar en el Apéndice B [26].

El modelo de turbina (WT3T1) utiliza la representación de dos masas del tren de transmisión del eje de la turbina eólica. Calcula las desviaciones de velocidad del rotor en la máquina y en los lados de la pala. Los datos que requiere este modelo son: el viento inicial, en pu de velocidad del viento nominal, la constante de inercia total, factor de ganancia aerodinámica, la inclinación de la aspas o palas a una velocidad del viento dos veces mayor, la fracción de inercia de la turbina, la frecuencia resonante torsional y el factor de amortiguación del eje [29]. Los datos se pueden observar en el Apéndice B [26].

El control del convertidor (WT3E1) define la potencia activa y reactiva que se entrega al sistema. En este modelo se debe especificar el valor del interruptor V ARFLG proporciona tres modos de control; potencia reactiva constante, ángulo de factor de potencia constante y regulación de voltaje por un controlador de potencia reactiva [29]. En este caso se ocupa

la potencia reactiva constante, manteniendo al generador con un factor de potencia unitario, recordando que la potencia reactiva la suministra el capacitor. Los datos que se deben ingresar en el modelo se muestran en el Apéndice B [26].

El control de inclinación de la pala (WT3P1) se encarga de regular el ángulo de la pala ante los cambios inesperados aprovecha la energía proveniente del viento modificando la posición de las palas. En este caso el tiempo de respuesta es de 3 segundos ante alguna modificación del comportamiento del sistema. Los datos ingresados en el modelo se muestran en el Apéndice B [26].

En resumen estos cuatro modelos interactúan de tal manera que comparten información entre ellos para el funcionamiento del generador. Como se observa en la Fig. 3.7 al convertidor entran los comandos de control de corriente y voltaje entregando potencia a la red. Además este modelo manda las señales de la potencia que entrega para que la turbina de viento aumente o disminuya la potencia mecánica que a su vez está conectado al control de la inclinación de la pala. El generador se mantiene durante la simulación trabajando a factor de potencia unitario, por lo que la potencia reactiva que debe suministrar es con ayuda de un banco de capacitores.

3.5. Resultados

El análisis del sistema con la generación eólica se realiza con las mismas condiciones de falla que sin generación eólica para comparar las respuestas. Al realizar un barrido de tiempos de duración de falla trifásicas en el nodo 7, se obtiene que al aplicar una falla con duración de 12 ciclos (0.2 seg) el sistema es estable, y en caso contrario al tener una falla de 13 ciclos (0.2166 seg) es inestable. En la Fig. 3.8 a) se observa el comportamiento del ángulo interno de los generadores cuando el sistema es estable, donde los ángulos de los generadores 1 (G1) al 3 (G3) no pierden el sincronismo, llegando a una nueva condición operativa antes del segundo 4. Respecto al generador 4 (G4) el ángulo sufre alteraciones, pero no pierde estabilidad, lle-

gando a una nueva condición cerca de los 15 segundos.

En la Fig. 3.8 b) se observa el caso donde al sistema se le aplica una falla de 13 ciclos en el nodo 7, provocando la inestabilidad. El ángulo del generador 3 (G3) pierde el sincronismo respecto a los generadores 1 y 2 cerca del segundo 2.5, además el ángulo del generador eólico decrece de tal manera que no llega a una nueva condición operativa. Al comparar la respuesta del sistema sin la generación eólica, Fig. 3.3, se observan menos oscilaciones en los ángulos, caso estable, así como una mejora en el tiempo crítico de liberación de falla el cual paso de 7 ciclos (0.1666 seg) a 12 (0.2 seg).

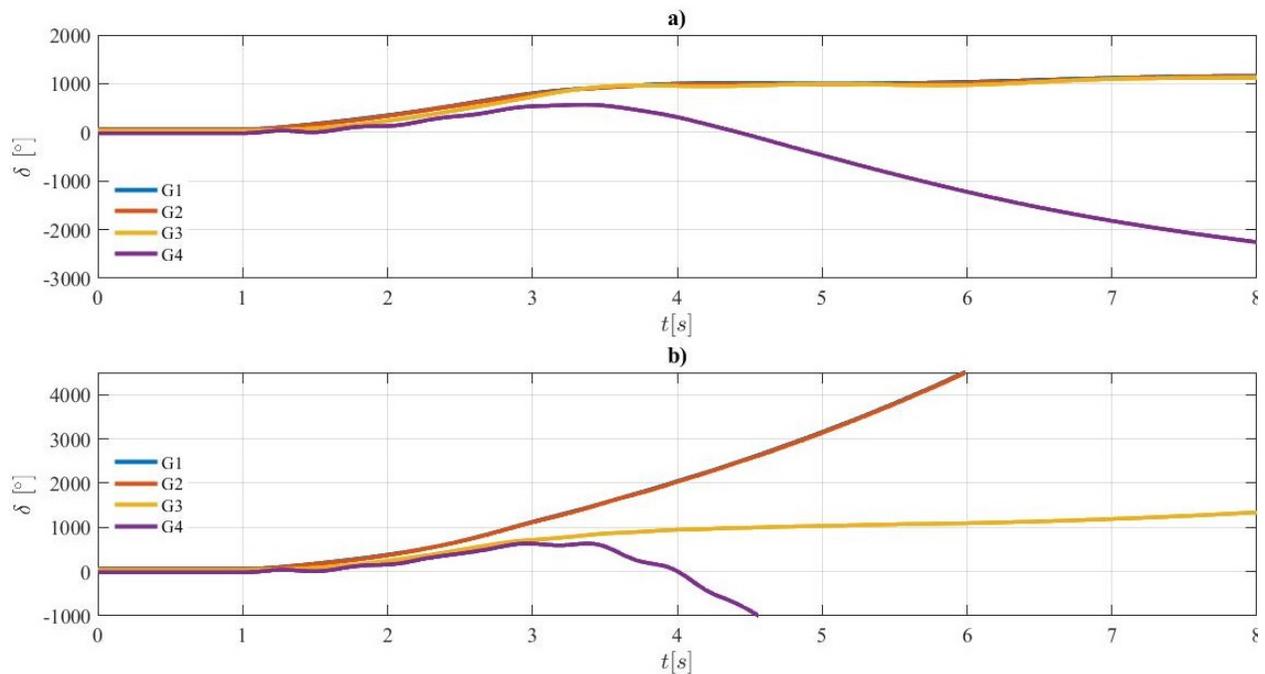


Figura 3.8: Respuesta del ángulo interno del generador: a) Estable y; b) Inestable.

De igual manera con la sustitución de la central generadora se obtiene un nuevo tiempo crítico en el nodo 9 el cual es 0.2666 seg (16 ciclos). En la Fig. 3.9 se observa la respuesta del ángulo de los generadores con 16 y 17 ciclos de falla, con los cuales es el sistema es estable e inestable respectivamente. Cuando el sistema es estable se tiene de igual manera que los ángulos de los generadores 1 al 3 crecen de tal manera que al llegar al segundo 4 empiezan a oscilar sin perder la sincronía. El ángulo del generador eólico de igual manera alcanza un

nuevo punto de operación después del segundo 13. Con una falla de 17 ciclos el sistema es inestable, provocando que el generador 3 pierda la sincronía con los generadores 1 y 2. El ángulo del generador eólico decrece sin alcanzar un nuevo punto de operación.

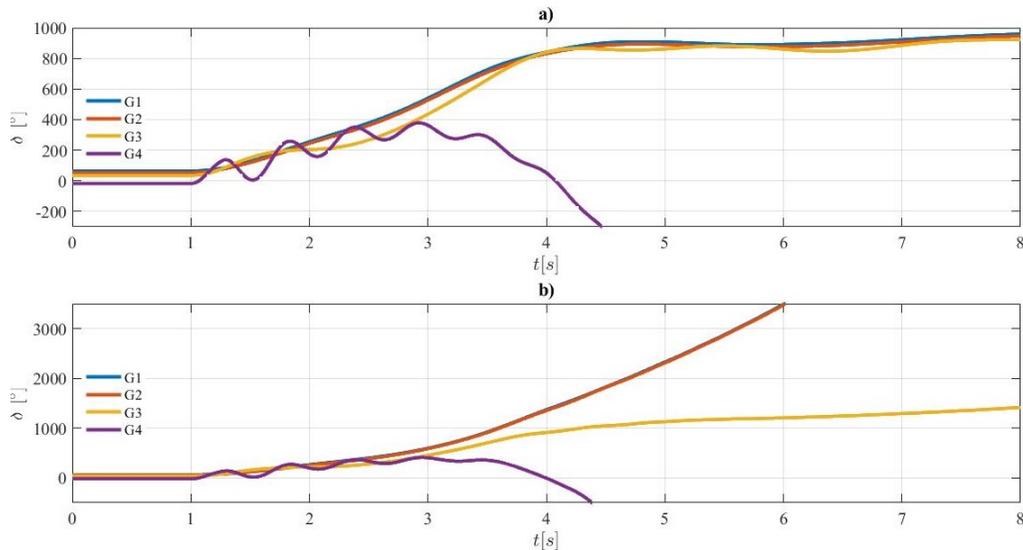


Figura 3.9: Respuesta del ángulo interno del generador: a) Estable y; b) Inestable.

En la Fig. 3.10 a) se observan los cambios de velocidad del rotor al aplicar una falla en el nodo 7 de 12 ciclos, la cual no provoca inestabilidad en el sistema. Las velocidades de los generadores 1 al 3 aumentan al presentarse la falla, y disminuye en el segundo 3.5 de tal manera que se presentan oscilaciones menores en las respuestas. El generador 4 (G4) presenta mayores oscilaciones que los demás generadores, sin embargo logra llegar a un nuevo punto de operación en el segundo 15. En la Fig. 3.10 b) se muestran los cambios de velocidad de los generadores al aplicar la falla en el nodo 9 de 13 ciclos, la cual provoca inestabilidad en el sistema, provocando que el generador 3 pierda sincronía respecto a los generadores 1 y 2. El generador 4 sufre demasiadas oscilaciones en la velocidad, lo cual provoca que no pueda llegar a un nuevo punto de operación.

Al aplicar la falla trifásica en el nodo 9 se tiene que el generador eólico sufre mayores alteraciones, debido a que está más cerca del punto de falla. En la Fig. 3.11 se observa el cambio de velocidad de los generadores cuando la falla provoca que el sistema sea estable e

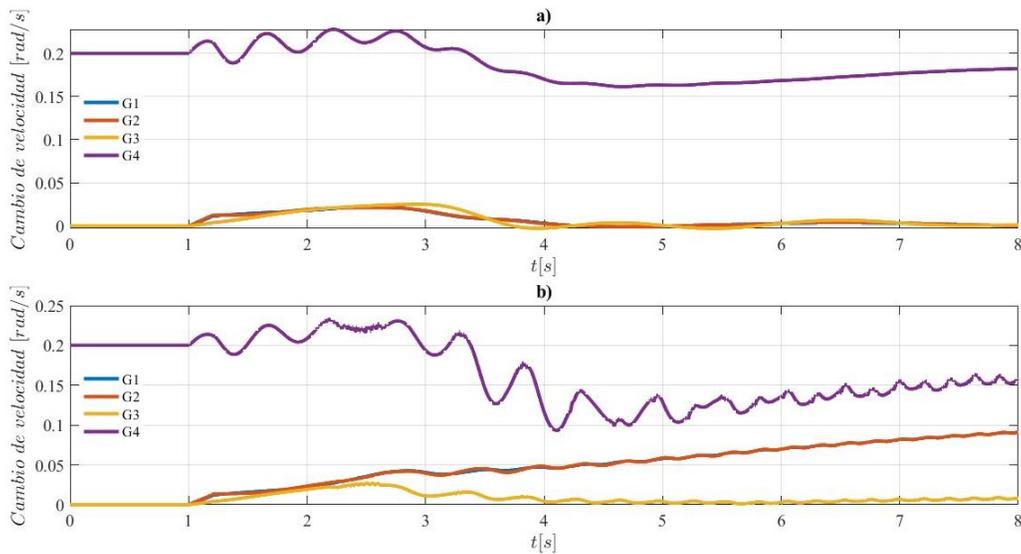


Figura 3.10: Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Estable y; b) Inestable.

inestable. Cuando el sistema es inestable las oscilaciones del gerador éolico son mayores al comparar el sistema cuando es aplicada en el nodo 7, además se tiene la pérdida de sincronía del generador 3 con 1 y 2. En el caso cuando el sistema es estable, el cambio de velocidad de los generadores se estabiliza.

El voltaje en terminales de los generadores en los casos donde el sistema es estable, Fig. 3.12 a) y 3.11 a), se observa que los voltajes, ante las fallas, presentan menores oscilaciones que al no tener energía eólica. Por otro lado cuando en el sistema se presenta una falla que provoque inestabilidad en el sistema, Fig. 3.12 b) y 3.11 b), donde el generador 4 sufre oscilaciones de mayor amplitud. Al comparar el sistema original con la integración de generación eólica, se obtiene que los tiempos críticos en los nodos donde se aplica la falla aumentan, lo que provoca mayor confiabilidad en el sistema. En el nodo 7 el tiempo crítico paso de 0.1166 seg. a 0.2 seg, y en el nodo 9 de 0.2333 seg. a 0.2666 seg.

Cuando es inestable el sistema, Fig. 3.12 b) y 3.11 b), se observa que las oscilaciones en los voltajes son mayores debido a que todos los generadores pierden el sincronismo, esto se observa en las Fig. 3.8 y 3.9, los ángulos internos del generador aumentan de manera drástica, mientras que el ángulo del generador 4 decrementa. Este comportamiento de los ángulos

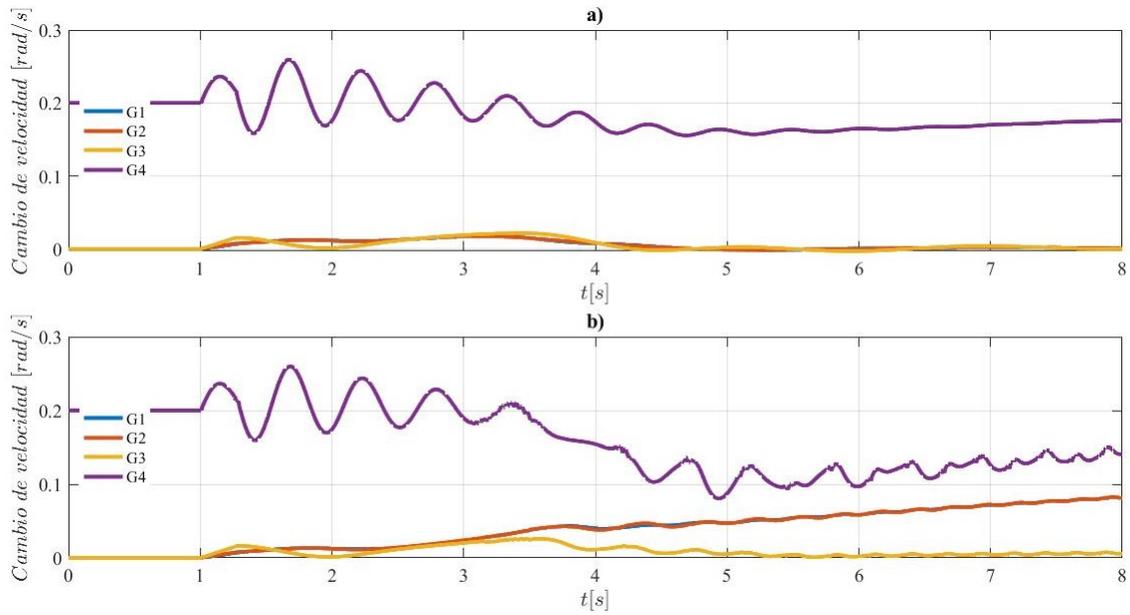


Figura 3.11: Cambio de velocidad del rotor del generador: a) Estable y; b) Inestable.

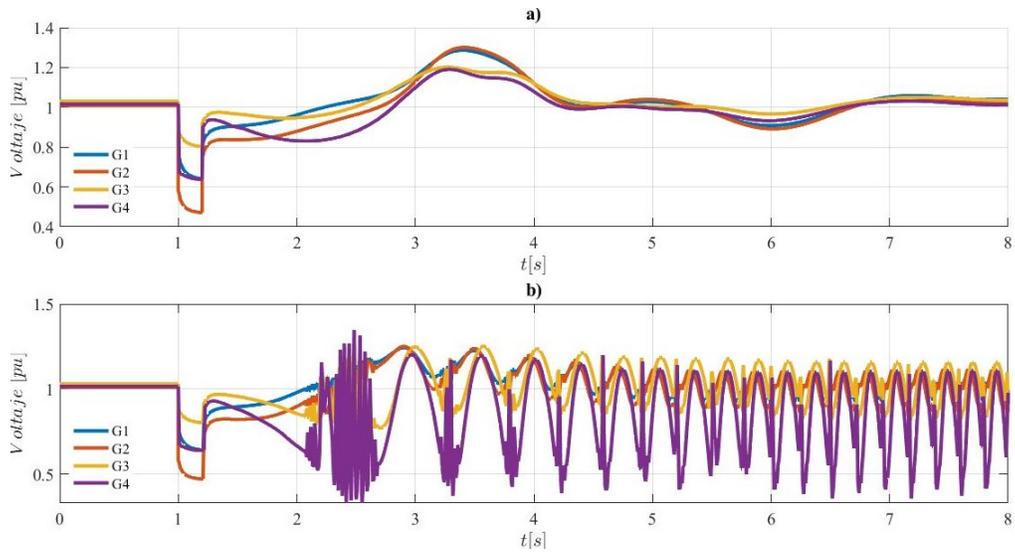


Figura 3.12: Respuesta del voltaje del generador: a) Estable y; b) Inestable.

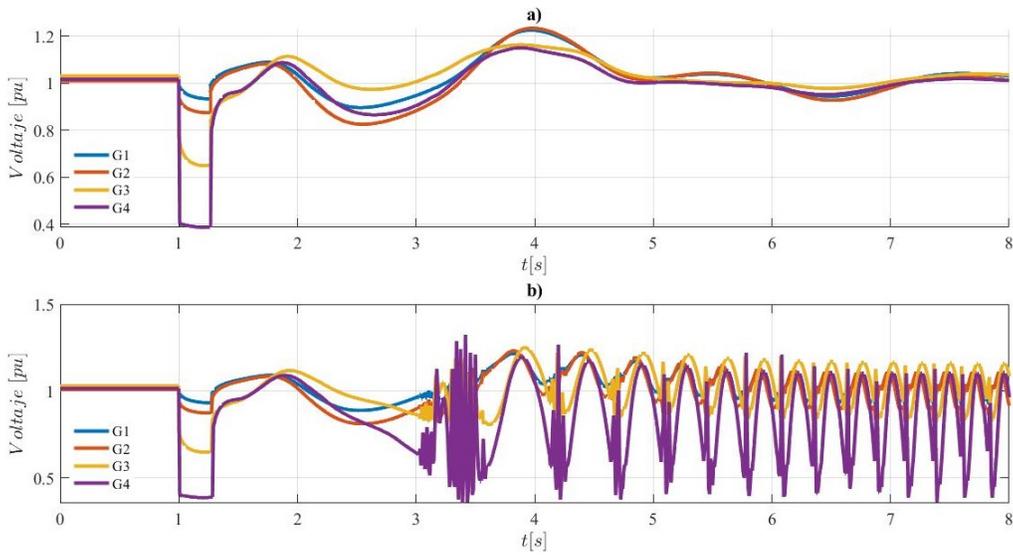


Figura 3.13: Respuesta del voltaje del generador: a) Estable y; b) Inestable.

de los generadores provocan mayores oscilaciones en el voltaje. De manera física, cuando se presente una falla que provoque inestabilidad las protecciones actuarán despejando la falla, en caso contrario el sistema caera en una pérdida de sincronismo [30].

Cuando se tiene que el sistema sufre una separación angular, caso inestable, entre áreas y el generador eólico pierde el sincronismo provoca oscilaciones drásticas en el voltaje Fig. 3.12 y 3.13. Además se observa en 3.10 y 3.11 que los cambios de velocidad del generador eólico oscila provocando oscilaciones en las demás variables. En la Tabla 3.4 se observa de manera resumida que el sistema de dos áreas, con la integración de generación eólica, tiene una mejora en los tiempos críticos en los nodos 7 y 9 lo que daría un mejor tiempo para tomar decisiones ante situaciones de perturbaciones.

Tabla 3.4: Resultados del sistema noreste con generació eólica

Nodo	Sin generación eólica		Con generación eólica	
	Ciclos	t_c (seg)	Ciclos	t_c (seg)
7	7	0.116	12	0.2
9	14	0.233	16	0.266

Capítulo 4

Análisis de un Equivalente Propuesto de la región Noreste del SEN

4.1. Región Noreste del SEN

La región Noreste abarca los estados de Coahuila de Zaragoza, Hidalgo, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, teniendo en cuenta que la región no abarca todos los municipios de los estados mencionados. La región noreste se puede ver en la Fig. 4.1, esta región cuenta con 117 centrales generadoras con una capacidad instalada de 19748 MW, de las cuales las centrales de Ciclo Combinado junto con las Turbogas son las que tienen mayores centrales y capacidad instalada con 27 y 22 centrales respectivamente con 11101 MW de capacidad instalada con ambas [31]. Por otra parte en las energías limpias sobresale la generación eólica con 10 parques cuya capacidad instalada suman 916.7 MW, junto con las centrales de cogeneración con 198 MW de capacidad en 7 centrales, en la Tabla 4.1 [31] se muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología en la región [31].

En el año 2017 la región demandó 61262.792 GWh [34], representando el 18.6 % de la generación en el mismo año la cual fue de 329162 GWh, siendo el estado de San Luis Potosí el de mayor demanda con 22719 GWh, siendo una región que se encuentra con alta densidad poblacional, así como industrias. En la Tabla 4.2 [31] se puede ver la demanda energética por estado, así como la demanda promedio.



Figura 4.1: Región noreste del SEN.

Tabla 4.1: Centrales de generación en la región noreste.

Tecnología	Centrales generadoras	Capacidad Instala [MW]
Ciclo Combinado	27	10187.0
Termoeléctrica Convencional	9	1079.0
Carboeléctrica y Lecho Fluidizado	4	4180.0
Turbogás	22	914.0
Combustión Interna	19	252.0
Hidroeléctrica	5	118.0
Eólica	10	916.7
Fotovoltaica	1	10.0
Bioenergía	13	194.0
Cogeneración	7	198.0
Otras	-	1699.3
TOTAL	117	19748.0

Tabla 4.2: Consumo región noreste.

Noreste	Demanda 2017 [GWh]	Demanda promedio [MW]
Coahuila	12021.858	1372.36
San Luis Potosí	22719.229	2593.52
Nuevo León	11349.501	1295.61
Tamaulipas	15172.204	1731.99
TOTAL	61262792	6993.47

4.2. Propuesta de un equivalente de la región Noreste

El sistema con el cual se trabaja en esta sección se obtuvo con la ayuda de los documentos disponibles por las entidades gubernamentales [31–34]. Se considera solamente la red de 400 kV [32], de tal manera que cada nodo contemple el consumo y/o generación de la región. En la Fig. 4.2 se observa el sistema que se compone de 13 nodos, en los cuales se tienen 8 centrales generadoras y 11 cargas distribuidas en el sistema, las cuales fueron calculadas. En el caso de la generación fue distribuida basandose en la capacidad instalada de la región y la localización de la centrales generadoras [31], además la herramienta digital que muestra la generación y demanda regional por región que nos proporciona el CENACE [33].

Por otro lado las cargas se calcularon con ayuda de los datos abiertos que proporciona la CFE [34], los cuales muestran la cantidad de usuarios y consumo de electricidad por municipio. Para las líneas de transmisión se considera un sistema trifásico balanceado a 400 kV y las distancias entre las zonas de los nodos con ayuda de la herramienta Google Earth. Con las distancias obtenidas se procedió a elegir el conductor adecuado para ese nivel de voltaje y una configuración de los conductores adecuada a una torre de transmisión para ese nivel de tensión. Por último se procedió a convertir estos valores en por unidad que se observan en la Tabla. 4.3.

En la Tabla 4.4 se observan los voltajes y ángulos nodales, los cuales se obtuvieron al realizar el estudio de flujos de potencia, además se muestran las potencias generadas y consu-

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE UN EQUIVALENTE PROPUESTO DE LA REGIÓN
NORESTE DEL SEN

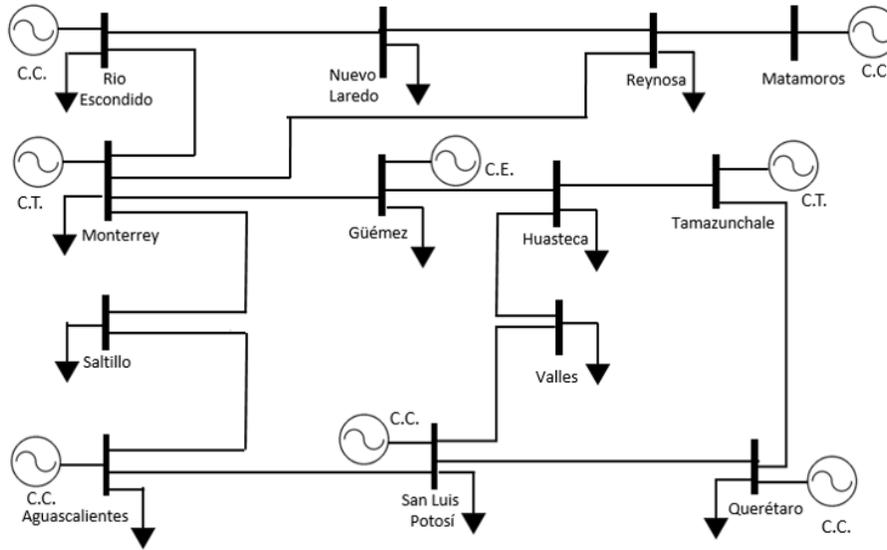


Figura 4.2: Sistema noreste.

Tabla 4.3: Datos obtenidos de líneas de transmisión del equivalente propuesto.

De	Hacia	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Long. (km)
Río Escondido	Nuevo Laredo	0.0014	0.0267	0.0029	160
Río Escondido	Monterrey	0.0019	0.0286	0.0055	312
Nuevo Laredo	Reynosa	0.001	0.0551	0.0032	229
Reynosa	Matamoros	0.0006	0.0103	0.0016	100
Reynosa	Monterrey	0.0011	0.0181	0.0029	150
Monterrey	Saltillo	0.0005	0.0094	0.0011	81
Monterrey	Güemez	0.0014	0.0209	0.004	228
Saltillo	Aguascalientes	0.0026	0.0447	0.0068	435
Güemez	Huasteca	0.0013	0.0226	0.0035	220
Huasteca	Valles	0.0006	0.0107	0.0016	104
Huasteca	Tamazunchale	0.0009	0.015	0.0023	146
Valles	San Luis Potosí	0.0013	0.0203	0.0039	221
Tamazunchale	Querétaro	0.0011	0.0167	0.0032	182
Aguascalientes	San Luis Potosí	0.0008	0.0127	0.0024	138
San Luis Potosí	Querétaro	0.0126	0.0759	0.0022	184

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE UN EQUIVALENTE PROPUESTO DE LA REGIÓN
NORESTE DEL SEN

midas por nodo. El sistema genera 9463 MVA y consume 9063 MVA a un factor de potencia de 0.98, considerando que a niveles de alto voltaje el sistema debe trabajar con valores cercanos a la unidad en el factor de potencia. En la Tabla 4.4 se puede observar que el nodo Monterrey tiene la mayor carga del sistema debido a la cantidad de industria que tiene, además de tener la mayor generación por la gran cantidad de centrales térmicas ubicadas en la zona. Los voltajes nodales se encuentran dentro del rango operativo con variaciones menores a $\pm 5\%$ en pu, observando que en el nodo Valle, el voltaje esta en el límite de tolerancia.

Tabla 4.4: Resultados de flujos de potencia del equivalente propuesto de la región noreste.

Nodo	Nombre	Voltaje	Ángulo ($^{\circ}$)	P_G [MW]	Q_G [MVar]	P_C [MW]	Q_C [MVar]
1	Río Escondido	1.02	21.24	1188.287	141.8389	218.725	53.743
2	Nuevo León	0.9897	15.87	0	0	428.425	108.275
3	Reynosa	1.0085	18.08	0	0	380.786	93.66
4	Matamoros	1.0214	24.31	1091.968	0	0	0
5	Monterrey	1.03	11.66	1551.001	1122.025	2354.369	572.874
6	Güemez	1.0211	15.84	682.832	0	314.775	77.343
7	Huasteca	0.9808	15.91	0	0	739.709	188.5
8	Tamazunchale	1.02	25.2	1281.6	278.9257	0	0
9	Saltillo	1.0155	7.63	0	0	477.525	117.834
10	Valle	0.9588	-7.47	0	0	970.592	156.573
11	Aguascalientes	1.03	0	670.3167	379.5784	941.7479	229.15
12	San Luis Potosí	1.02	-0.21	1307.317	731.524	1231.52	302.596
13	Querétaro	1.02	23.48	1129.318	225.1769	760.784	186.932
Total				8902.7	3208.5	8818.9579	2087.48

Con estas condiciones iniciales se realizan las simulaciones para el estudio de estabilidad transitoria, ingresando los modelos GENROU y ESDC1A para el generador y el sistema de excitación respectivamente, los cuales se describen en las secciones 2.4.1 y 2.4.2. De igual manera se analiza el sistema aplicando fallas trifásicas al sistema, realizando un barrido de tiempos para encontrar el tiempo crítico de liberación de falla. Las condiciones iniciales para los generadores se tienen en la Tabla 4.5 se observan los voltajes en terminales de los gene-

radios, los cuales tienen el mismo valor que en los nodos, además los ángulos internos y la potencia generada.

Tabla 4.5: Condiciones iniciales de los generadores del equivalente propuesto de la región noreste.

Nodo	Nombre	E_{trm} (pu)	δ (°)	P_{gen} (MW)	Q_{gen} (MVAR)	X'_d
1	Río Escondido	1.02	78.81	1188.28	142.96	0.3
4	Matamoros	1.02	80.54	1091.96	118.54	0.3
5	Monterrey	1.03	53.10	1551.00	1132.50	0.3
6	Güemez	1.02	56.05	682.83	195.88	0.3
8	Tamazunchale	1.02	80.31	1281.60	281.78	0.25
11	Aguascalientes	1.03	33.74	670.31	379.65	0.25
12	San Luis Potosí	1.02	43.99	1307.31	731.96	0.25
13	Querétaro	1.02	76.93	1129.31	225.21	0.25

4.3. Análisis con diferente modelo de central generadora

La región noreste tiene una capacidad instalada de 916 MW en energía eólica, la cual se encuentra principalmente en la zona de Güemez por su potencial eólico, por lo cual la central ubicada en el nodo 6 se sustituye por un parque eólico de la misma capacidad que se tenía. De la misma manera que en el sistema de dos áreas, la potencia reactiva que se suministra por un banco de capacitores, los cuales suministran potencia constante. Con incluir la generación eólica al sistema se tiene una mayor cercanía al sistema real, siendo una de las regiones de control con mayor capacidad instalada del SEN.

En la Fig. 4.3 se observa el potencial eólico que se tiene en la región Noreste la cual va de los 6 a los 8 m/s, marcada en un color más oscuro [35]. Se marca la región Güemez en donde se encuentra actualmente la concentración de generación eólica de la región, por otro lado,

para este estudio, se realiza un cambio de central generadora en la región de Matamoros, también marcada en el mapa, de la misma capacidad por generación eólica. En total se tiene en el sistema una generación eólica de 1774 MW lo que representa un 20 % de la generación total en el sistema.



Figura 4.3: Potencial eólico, región noreste

En la Tabla 4.6 se observan los resultados del estudio de flujos de potencia con el cambio de central generadora, se observa que los voltajes y ángulos nodales no sufren cambios y están dentro de los límites operativos. La potencia reactiva es menor a la que es producida cuando se tiene solo generación convencional, Tabla 4.4, la cual es producida por bancos de capacitores.

Las nuevas condiciones iniciales de los generadores se presentan en la Tabla 4.7, se observa que los ángulos de los generadores 4 y 6 cambiaron de valor. El generador 4 pasó de $80,54^\circ$ a $20,30^\circ$, y el generador 6 de $56,05^\circ$ a $15,83^\circ$. La potencia generada se mantuvo igual en todos los generadores, solo en el caso de las centrales eólicas, la potencia reactiva es suministrada por capacitores. Estas condiciones muestran un sistema bastante similar para obtener una comparativa con la penetración de energía eólica en el sistema.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE UN EQUIVALENTE PROPUESTO DE LA REGIÓN
NORESTE DEL SEN

Tabla 4.6: Resultados de flujos de potencia del equivalente propuesto de la región noreste con generación eólica

Numero	Nombre	Voltaje	Ángulo ($^{\circ}$)	P_G [MW]	Q_G [MVar]	P_C [MW]	Q_C [MVar]
1	Río Escondido	1.02	21.24	1188.3	143	218.725	53.743
2	Nuevo León	0.9894	15.87	0	0	428.425	108.275
3	Reynosa	1.0076	18.08	0	0	380.786	93.66
4	Matamoros	1.02	24.33	1092	118.5	0	0
5	Monterrey	1.03	11.66	1551	1132.5	2354.369	572.874
6	Güemez	1.02	15.85	682.8	195.9	314.775	77.343
7	Huasteca	0.9804	15.91	0	0	739.709	188.5
8	Tamazunchale	1.02	25.21	1281.6	281.8	0	0
9	Saltillo	1.0155	7.63	0	0	477.525	117.834
10	Valle	0.9587	-7.47	0	0	970.592	156.573
11	Aguascalientes	1.03	0	670.4	379.6	941.7479	229.15
12	San Luis Potosí	1.02	-0.21	1307.3	732	1231.52	302.596
13	Queretaro	1.02	23.49	1129.3	225.2	760.784	186.932
Total				8902.7	2879.1	8818.9579	2087.48

Tabla 4.7: Condiciones iniciales de los generadores del equivalente propuesto de la región noreste con generación eólica

Nodo	Nombre	E_{trm} (pu)	δ ($^{\circ}$)	P_{gen} (MW)	Q_{gen} (MVar)	X'_d
1	Río Escondido	1.02	78.85	1188.28	141.83	0.3
2	Matamoros	1.02	24.30	1091.96	0	0.8
3	Monterrey	1.03	53.27	1551.00	1122.03	0.3
4	Güemez	1.02	15.83	682.83	0	0.8
5	Tamazunchale	1.02	80.39	1281.60	278.92	0.25
6	Aguascalientes	1.03	33.73	670.31	379.65	0.25
7	San Luis Potosí	1.02	44.00	1307.31	731.52	0.25
8	Querétaro	1.02	76.93	1129.31	225.17	0.25

4.4. Resultados

Las simulaciones se realizan con el software PSSE, realizando un barrido de fallas trifásicas en cada nodo del sistema y obteniendo el cambio de las variables de los generadores, principalmente. Con el barrido de fallas en cada nodo se obtiene el tiempo crítico de liberación de falla t_c , observando el cambio al integrar generación eólica al sistema. En el Caso 1 se tiene que el sistema cuenta con solo generación convencional y en el Caso 2 se tiene que las centrales 4 y 6 son sustituidas con generación eólica.

En la Tabla 4.8 se observan los tiempos críticos para ambos casos, tanto en el número de ciclos que dura la falla y su equivalente en segundos. En el nodo 5 se observa una mejora, en el caso 1 se tiene un $t_c = 0,2167 \text{ seg}$ el cual pasa a $t_c = 0,25 \text{ seg}$ en el caso 2, siendo este nodo el que presenta la mayor carga del sistema. De igual manera los nodos 3, 4, 6, 11 y 12 presentan un aumento en el t_c , lo cual es una mejora al momento de que los equipos de protección puedan detectar la falla.

Respecto al nodo 4, donde la generación se cambió de convencional por eólica, se observa en la Tabla 4.8 que el t_c paso de $0,1833 \text{ seg}$ a $1,7333 \text{ seg}$. En la Fig. 4.4 se observa la respuesta del ángulo interno, voltaje en terminales y cambios en la velocidad del generador 2, el cual esta conectado en el nodo 4. En b) se observa que al integrar la generación eólica el sistema soporta una falla de mayor duración en nodo 4 a pesar de que el voltaje del generador baja a 0 durante la falla, obteniendo una recuperación más rápida en el voltaje, además que en el caso donde el sistema es inestable las oscilaciones son menores. En c) se aprecia que la velocidad del generador aumenta cuando es inestable, y cuando se hace el cambio por generación eólica, la velocidad en el generador baja drásticamente.

Con respecto al ángulo interno de los generadores, esta respuesta se puede observar en la Fig. 4.5 cuando la falla se presenta en el nodo 4. En el caso 1, cuando el tiempo de falla es mayor que t_c , se observa que el generador 2 pierde el sincronismo respecto a los demás generadores, Fig. 4.5 b). Cuando se integra generación eólica al sistema y el sistema es es-

Tabla 4.8: Resultados del sistema noreste con generació eólica.

Nodo	Nombre	Caso 1		Caso 2	
		Ciclos	t_c (seg)	Ciclos	t_c (seg)
1	Río Escondido	11	0.1833	11	0.1833
2	Nuevo León	28	0.4667	27	0.4500
3	Reynosa	12	0.2000	34	0.5667
4	Matamoros	11	0.1833	104	1.7333
5	Monterrey	13	0.2167	15	0.2500
6	Güemez	33	0.5500	36	0.6000
7	Huasteca	15	0.2500	15	0.2500
8	Tamazunchale	9	0.1500	9	0.1500
9	Saltillo	29	0.4833	25	0.4167
10	Valle	**	**	**	**
11	Aguascalientes	35	0.5833	40	0.6667
12	San Luis Potosí	16	0.2667	17	0.2833
13	Querétaro	10	0.1667	10	0.1667

table ante la falla, Fig. 4.5 c), se observa que los generadores llegan a una nueva condición operativa pasando los 17 segundos de simulación. Cuando la falla tiene una duración mayor que el t_c , Fig. 4.5 d), se observa que los generadores 1, 2 y 4 pierden el sincronismo.

De igual manera se tiene que en el nodo 6 se sustituyó la generación convencional por eólica. En ese nodo el t_c paso de 0.55 a 0.6 seg, este cambio se observa de mejor manera en la Fig. 4.6 b), en el caso 1 el sistema es estable ante una falla con duración 0.55 seg, y en el caso 2 con una duración de 0.6 seg., en ambos casos el sistema se comporta igual. La recuperación del sistema en ambos casos cuando el sistema es estable, es en aproximadamente 1 segundo, por otro lado cuando el sistema es inestable, se pierde el sincronismo después de aproximadamente 2 segundos de la liberación de la falla. En Fig. 4.6 a) y c) se observa que el incremento del ángulo y el cambio de velocidad en el generador, cuando se tiene que generación convencional no es tan alto como en los demás generadores.

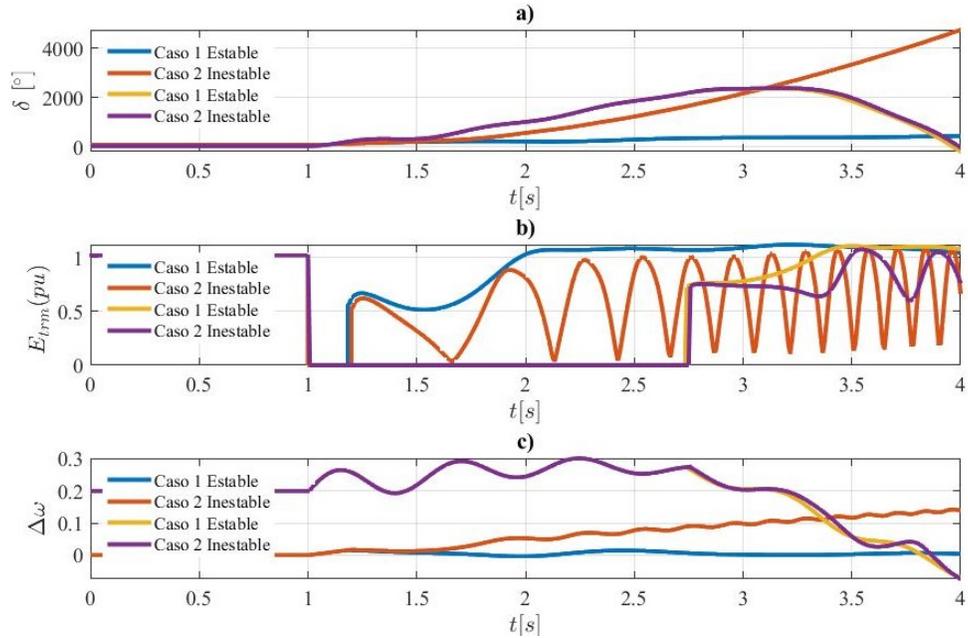


Figura 4.4: Respuesta del generador 2: a) Ángulo interno, b) Voltaje en terminales y c) Cambios de velocidad

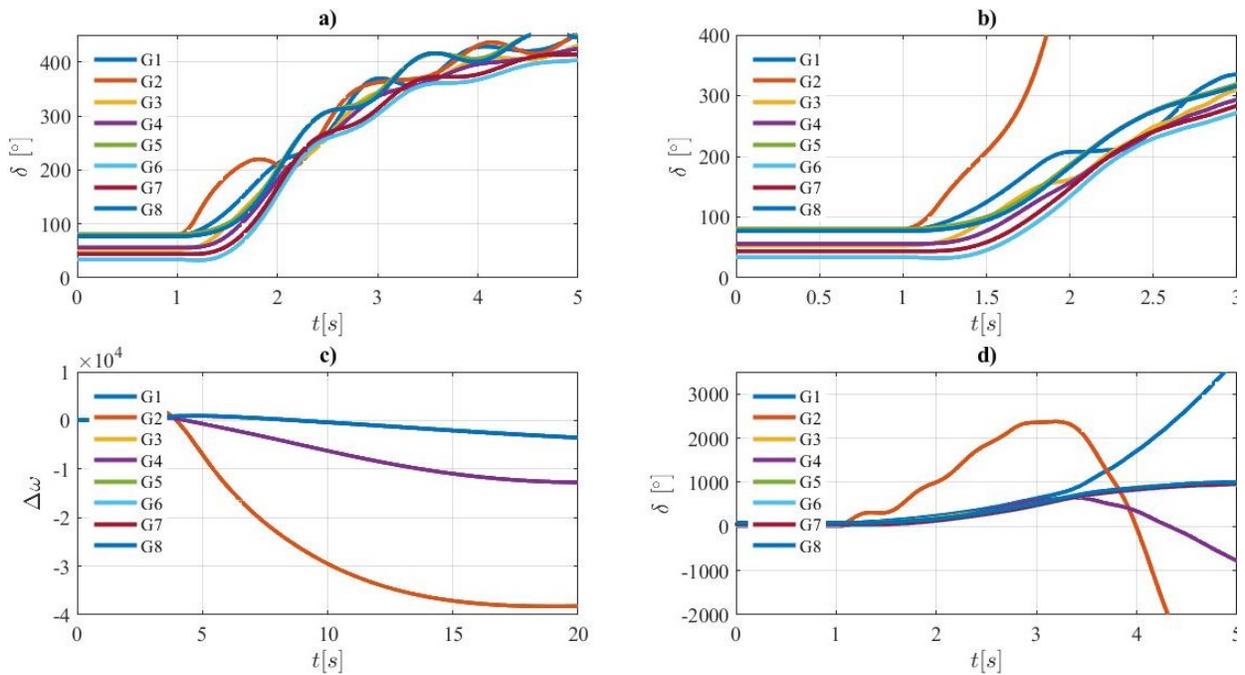


Figura 4.5: Respuesta de los generadores: a) Caso 1 Estable, b) Caso 1 Inestable, c) Caso 2 Estable, y c) Caso 2 Inestable

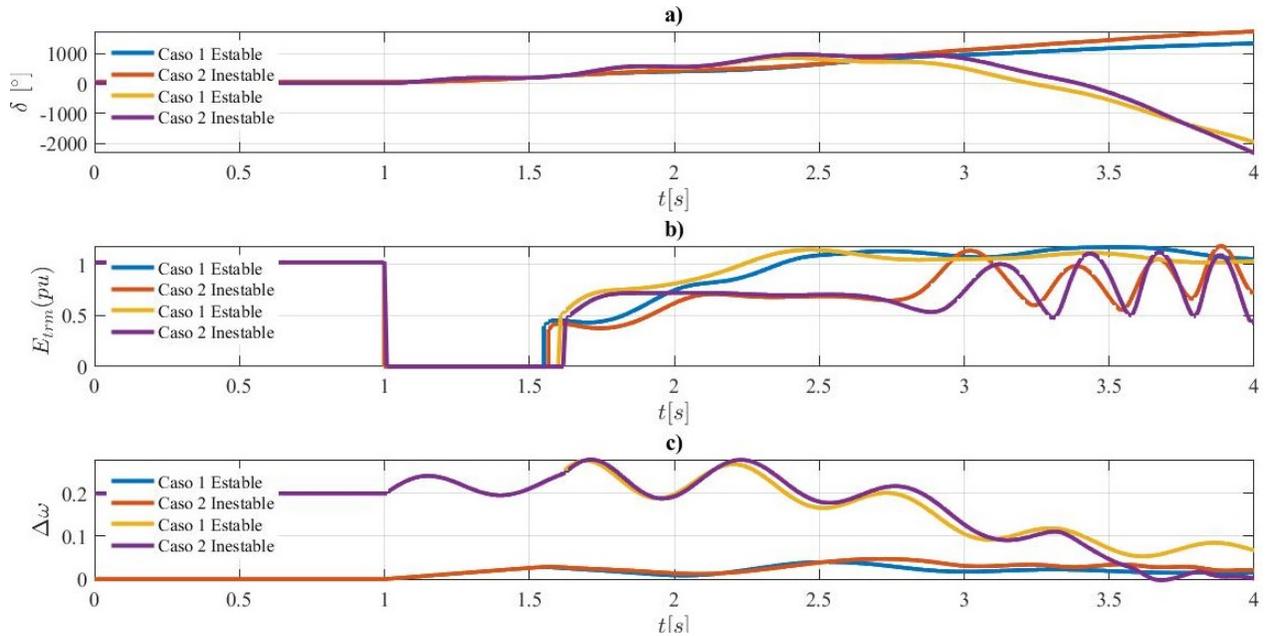


Figura 4.6: Respuesta del generador 4: a) Ángulo interno, b) Voltaje en terminales, y c) Cambios de velocidad

En la Fig. 4.7 a) y b) se observa la respuesta de los generadores cuando el sistema es estable e inestable, solo con generación convencional. Cuando la falla provoca inestabilidad los generadores 5 y 6 pierden el sincronismo con los demás generadores aproximadamente dos segundos después de la liberación de falla. En c) se observa que a pesar de la falla, el sistema llega a un nuevo punto de equilibrio pasando en los 18 seg, y en d) se tiene al sistema cuando es inestable, provocando que todos los generadores pierdan sincronismo.

En los nodos 2 y 9 se tiene que el t_c se reduce en un ciclo y cuatro ciclos respectivamente, siendo nodos solo de carga. En cambio los nodos 1, 7, 8 y 13 no sufren cambios en el t_c y presentan un comportamiento similar en las respuesta. Por último en el nodo Valles se tiene que al realizar un barrido en tiempos de duración de falla, hasta 4 segundos, los generadores no pierden su sincronismo debido a que ese nodo tiene generación en sus nodos adyacentes.

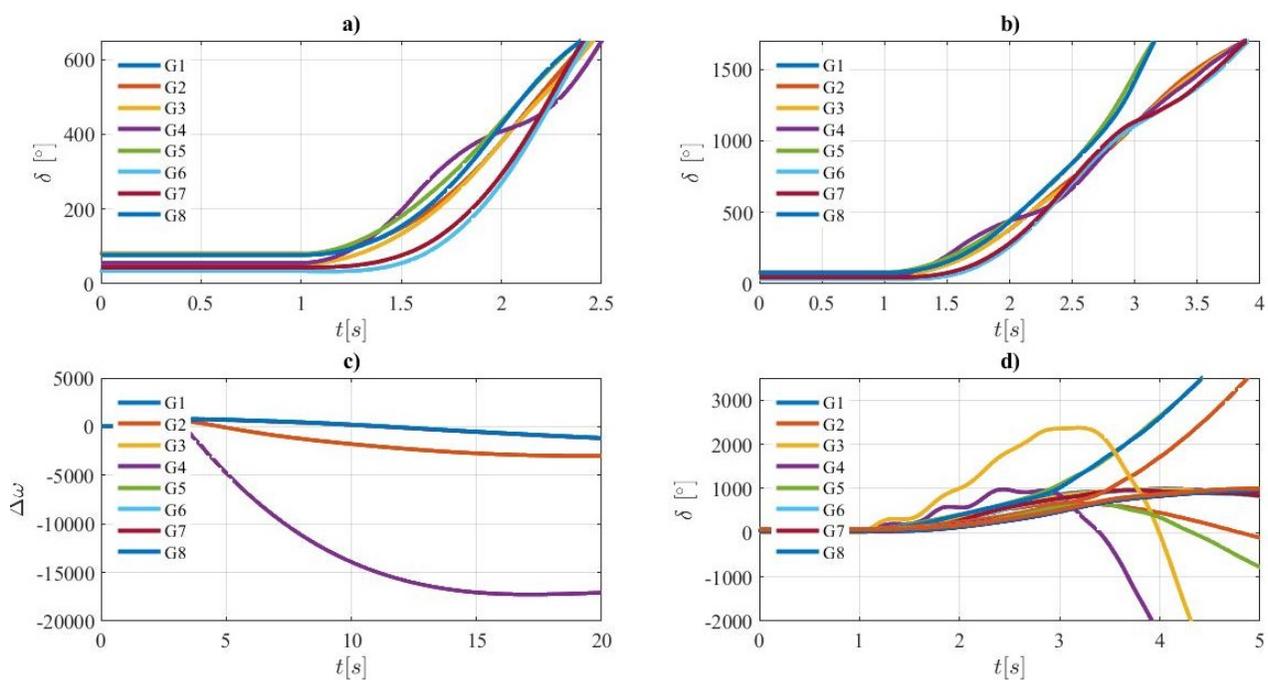


Figura 4.7: Respuesta de los generadores: a) Caso 1 Estable, b) Caso 1 Inestable, c) Caso 2 Estable, y d) Caso 2 Inestable

Capítulo 5

Conclusión

Un sistema eléctrico de potencia está expuesto a sufrir perturbaciones o disturbios, ya sean provocados por la naturaleza (descargas eléctricas o climas que provoquen algún disturbio), o en caso contrario provocados por el hombre al manipular la energía eléctrica. Ante esto un sistema de potencia debe estar preparado para soportar las perturbaciones y no sufran daños los elementos que lo componen, además de tener la característica de regresar a una condición operativa dentro de los límites operativos.

La utilización del software PSSE, para este tipo de estudios, es una herramienta que facilitó la simulación del sistema ante fallas trifásicas en distintos puntos de la red. Los sistemas en estudio presentan las mismas condiciones operativas referentes a la generación convencional y eólica, utilizando los mismos modelos de generadores, sistemas de excitación y controladores en el caso de energía eólica. El sistema de dos áreas y cuatro generadores, que se analizó en el Capítulo 3, cumple con las características para el estudio de estabilidad transitoria, obteniendo el tiempo crítico de liberación en los nodos de carga, demostrando que si la falla tiene una duración mayor a este tiempo el sistema pierde la estabilidad.

La inestabilidad del sistema se observa cuando un generador sale de sincronismo con todo el sistema, existiendo una separación angular en las respuestas obtenidas con la simulación, la cual provoca que las demás variables comiencen a oscilar, como en el caso del voltaje y potencia. En caso contrario, cuando la falla tiene una duración menor al tiempo crítico el

sistema tiene una recuperación dentro de los primeros segundos, lo cual demuestra la relación potencia-ángulo del generador. Este sistema de potencia tiene la característica de que los generadores de cada área están sincronizados entre sí, teniendo un valor similar en ángulo interno, con lo cual ayuda a identificar de manera más clara el concepto de sincronismo.

Por otro lado, la propuesta del sistema de la región Noreste del SIN, se realizó con ayuda de la información que proporciona la Secretaría de Energía, principalmente el PRODESEN y Diagramas Unifilares del SEN. Con esta información y los conocimientos adquiridos durante la formación académica, se logró tener una propuesta de la región Noreste, solo en la red de 400 kV, debido a que en este nivel de tensión el sistema se encuentra balanceado.

El sistema de la región Noreste se analizó aplicando fallas trifásicas en cada nodo del sistema para obtener el tiempo crítico de liberación de falla. De la misma manera se comprobó que para fallas menores al tiempo crítico el sistema es estable y existe una recuperación del sistema dentro de los primeros segundos después de la liberación de falla. En el caso cuando la falla es mayor al tiempo crítico el sistema pierde su estabilidad y se observan los generadores que pierden el sincronismo.

La segunda parte del estudio consistió en la sustitución de generación convencional por eólica, con la cual se obtiene una mejora en el tiempo crítico y a su vez una mejora en la relación potencia-ángulo, recordando que los generadores trabajan con la misma potencia en ambos casos. Además por las características de los controladores al integrar la generación eólica, el sistema tiene una recuperación con menos oscilaciones en el voltaje y los ángulos internos de los generadores no sufren un incremento drástico ante las perturbaciones.

Otro aspecto a considerar con la integración de generación eólica, es tener potencia del viento constante, lo que provoca una potencia entregada por el generador constante. Bajo este supuesto, en la región Noreste, la integración de generación eólica al sistema aporta una mejora al tener un sistema más robusto y soportar mayores disturbios y recuperarse de manera más rápida. En esta región del país se puede aprovechar la generación eólica debido a

su alto potencial eólico, además que físicamente se tienen conexiones con las demás regiones del SEN, por lo cual es un sistema más robusto ante disturbios.

Apéndice A

Datos de SEP de 4 máquinas 2 áreas

En la Tabla A.1 se muestran los datos de las líneas de transmisión del sistema de dos áreas.

Tabla A.1: Datos de líneas de transmisión y transformadores.

De	Hacia	Longitud [km]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
1	5	0	0	0.0166	0
2	6	0	0	0.0166	0
3	11	0	0	0.0166	0
4	10	0	0	0.0166	0
5	6	25	0.0025	0.025	0.043
6	7	10	0.001	0.01	0.0175
7	8	110	0.011	0.11	0.19
7	8	110	0.011	0.11	0.19
8	9	110	0.011	0.11	0.19
8	9	110	0.011	0.11	0.19
9	10	10	0.001	0.01	0.0175
10	11	25	0.0025	0.025	0.043

En la Tabla A.2 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo GENROU del sistema de dos áreas.

Tabla A.2: Datos empleados para el modelo GENROU.

Variable	Valor	Descripción
T'_{d0}	8	Constante de tiempo transitoria, eje d
T''_{d0}	0.03	Constante de tiempo sub-transitoria, eje d
T'_{q0}	0.4	Constante de tiempo transitoria, eje q
T''_{q0}	0.05	Constante de tiempo sub-transitoria, eje d
H	6.5	Inercia
D	0	Amortiguamiento
X_d	1.8	Reactancia síncrona del eje d
X_q	1.7	reactancia síncrona del eje q
X'_d	0.3	Reactancia transitoria del eje d
X'_q	0.55	Reactancia transitoria del eje q
$X''_d = X''_q$	0.25	Reactancia sub-transitoria
X_l	0.2	Reactancia de fuga

En la Tabla A.3 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo ESDC1A del sistema de dos áreas.

Tabla A.3: Datos empleados para el modelo ESDC1A.

Variable	Valor	Descripción
T_R	0.1	Constante de tiempo del transductor de voltaje
K_A	200	Ganancia de estado estable de AVR
T_A	0.1	Constante de tiempo equivalente de AVR
T_B	0.1	Constante de tiempo del denominador del bloque 1 de TGR
T_C	0.2	Constante de tiempo del numerador del bloque 2 de TGR
V_{RMAX}	4.99	Max. salida AVR
V_{RMIN}	-4.99	Min. Salida AVR
K_E	1	Constante de tiempo de retroalimentación del excitador
T_E	0.2	Constante de tiempo del excitador
K_F	0.11	Ganancia de retroalimentación del estabilizador
T_{F1}	1	Constante de tiempo de retroalimentación del estabilizador

Apéndice B

Datos empleados para el modelo del generador eólico

En la Tabla B.1 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo WT3G1.

Tabla B.1: Datos empleados para el modelo WT3G1.

Variable	Valor	Descripción
X_{eq}	0.8	Reactancia equivalente para la inyección de corriente
P_{LL}	30.0	Ganancia P_{LL}
P_{LLG}	0.0	Ganancia del integrador P_{LL}
P_{LLMax}	0.1	Límite máximo de P_{LL}
MW	2.0	Potencia de la turbina en MW

APÉNDICE B. DATOS EMPLEADOS PARA EL MODELO DEL GENERADOR
EÓLICO

En la Tabla B.2 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo WT3E1.

Tabla B.2: Datos empleados para el modelo WT3E1.

Variable	Valor	Descripción
T_{fv}	0.15	Filtro regulador
K_{pv}	18	Ganancia proporcional del regulador
K_{iv}	5	Ganancia del integrador del regulador
X_C	0.05	Reactancia de compensación de caída de línea
T_{fp}	0.05	Tiempo del filtro regulador
K_{PP}	3	Ganancia proporcional regulador
K_{ip}	0.6	Ganancia del integrador del regulador
P_{MX}	1.12	Límite máximo del regulador
P_{MN}	0.1	Límite mínimo del regulador
Q_{MX}	0.296	Límite máximo del regulador
Q_{MN}	-0.43	Límite mínimo del regulador
I_{PMX}	1.1	Límite máximo de corriente
T_{VR}	.05	Sensor-V
R_{PMX}	0.45	Derivada máxima de Pordr
R_{RMN}	-0.45	Derivada mínima de Pordr
T_{POWER}	5	Constante de tiempo del filtro de potencia
K_{qv}	0	Ganancia MVAR/Volt
X_{lQmin}	-0.5	Límite mínimo
X_{lQmax}	0.4	Límite máximo
T_v	0.05	Constante de tiempo de retraso
T_p	0.05	Filtro Pelec en controlador PF
F_n	1	Una parte de las turbinas eólicas en línea
W_{pmin}	0.69	Velocidad del eje en Pmin
W_{p20}	0.78	Velocidad del eje al 20 % de la potencia nominal
W_{p40}	0.98	Velocidad del eje al 40 % de la potencia nominal
W_{p60}	1.12	Velocidad del eje al 60 % de la potencia nominal
P_{WP}	0.74	Potencia mínima al 100 % de velocidad
W_{p100}	1.2	Velocidad del eje al 100 % de la potencia nominal

APÉNDICE B. DATOS EMPLEADOS PARA EL MODELO DEL GENERADOR
EÓLICO

En la Tabla B.3 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo WT3T1.

Tabla B.3: Datos empleados para el modelo WT3T1.

Variable	Valor	Descripción
V_w	1.25	Velocidad de viento inicial
H	4.95	Constante total de inercia
D	0	Factor de amortiguamiento
K_{aero}	0.007	Factor de ganancia aerodinámico
$Teta_2$	21.98	Paso de la hoja al doble de velocidad nominal del viento
H_{frac}	0.875	Fracción de inercia de la turbina
$Freq_1$	1.8	Frecuencia de resonancia torsional del primer eje
D_{shaft}	1.5	Factor de amortiguación del eje

En la Tabla B.4 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo WT3P1.

Tabla B.4: Datos empleados para el modelo WT3P1.

Variable	Valor	Descripción
T_p	0.3	Constante de tiempo del retraso de salida
K_{pp}	150	Ganancia proporcional de PI regulato
K_{ip}	25	Ganancia del integrador del regulador PI
K_{pc}	3	Ganancia proporcional de la compensadora
K_{ic}	30	Ganancia integradora del compensador
$Teta_{min}$	0	Límite inferior del ángulo de paso
$Teta_{Max}$	27	Límite superior del ángulo de paso
$RTeta_{max}$	10	Límite superior de velocidad del ángulo de inclinación
P_{mx}	1	Potencia de referencia

Apéndice C

Datos de sistema propuesto

En la Tabla C.1 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo GENROU del sistema propuesto.

Tabla C.1: Datos empleados para el modelo GENROU.

Variable	Valor	Descripción
T'_{d0}	8	Constante de tiempo transitoria, eje d
T''_{d0}	0.03	Constante de tiempo sub-transitoria, eje d
T'_{q0}	0.4	Constante de tiempo transitoria, eje q
T''_{q0}	0.05	Constante de tiempo sub-transitoria, eje d
H	6.5	Inercia
D	0	Amortiguamiento
X_d	1.8	Reactancia síncrona del eje d
X_q	1.7	reactancia síncrona del eje q
X'_d	0.25	Reactancia transitoria del eje d
X'_q	0.55	Reactancia transitoria del eje q
$X''_d = X''_q$	0.3	Reactancia sub-transitoria
X_l	0.2	Reactancia de fuga

APÉNDICE C. DATOS DE SISTEMA PROPUESTO

En la Tabla C.2 se muestran los datos ingresados en PSS/E para el modelo ESDC1A del sistema propuesto.

Tabla C.2: Datos empleados para el modelo ESDC1A.

Variable	Valor	Descripción
T_R	0.1	Constante de tiempo del transductor de voltaje
K_A	400	Ganancia de estado estable de AVR
T_A	0.1	Constante de tiempo equivalente de AVR
T_B	0.1	Constante de tiempo del denominador del bloque 1 de TGR
T_C	0.2	Constante de tiempo del numerador del bloque 2 de TGR
V_{RMAX}	4.99	Max. salida AVR
V_{RMIN}	-4.99	Min. Salida AVR
K_E	1	Constante de tiempo de retroalimentación del excitador
T_E	0.2	Constante de tiempo del excitador
K_F	0.15	Ganancia de retroalimentación del estabilizador
T_{F1}	1	Constante de tiempo de retroalimentación del estabilizador

Bibliografía

- [1] Secretaría de Energía, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional", 2019-2033, SENER, 2019.
- [2] Jing M., Yongxin Z., Yaqi S., Peng C., Phadke A., "Equipment-Level Locating of Low Frequency Oscillating Source in Power System With DFIG Integration Based on Dynamic Energy Flow", IEEE Transactions on Power Systems (2020), 35, 3433-3447.
- [3] Eshkaftaki A., Rabiee A., Kargar A., Taghipour A., "An Applicable Method to Improve Transient and Dynamic Performance of Power System Equipped With DFIG-Based Wind Turbines", IEEE Transactions on Power Systems (2020), 35, 2351-2361.
- [4] Mohamed I., Alenany A., Ahmed A., "Enhancing the performance of wind energy conversion systems using unified power flow controller", IET Generation, Transmission and Distribution (2020), 14, 1922-1929.
- [5] Yiheng H., Schofield N., Obafemi L., Zhao N., "Investigation of transient energy storage sources for support of future electrical power systems", IET Renewable Power Generation (2020), 14, 1296-1303.
- [6] Machleva R., Zargaria N., Chowdhurya N., Belikov J., Levrone L., "A review of optimal control methods for energy storage systems – energy trading, energy balancing and electric vehicles", Journal of Energy Storage (2020), 32, 101-116.
- [7] Kanchanaharuthai, A., Chankong, V., Loparo, K., "Transient stability and voltage regulation in power systems with renewable distributed energy resources", IEEE Energytech, (2011), 10, 1-6.

- [8] Davood K., Ahmad S.Y., Hossein M.K., “Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability”, *Electrical Power and Energy Systems*, (2012) 43, 488-500.
- [9] Peng X. T., Yao W., Yan C., Wen J. Y., Cheng S. J., “Two-stage variable proportion coefficient based frequency support of grid-connected DFIG-WTs”, *IEEE Trans. Power Syst.*, (2020), 35, 962-974.
- [10] Zhiyuan T., HillTao J., Yue S., “Distributed inter-area oscillation damping control for power systems by using wind generators and load aggregators”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, (2020), 123, 106-120.
- [11] Cai Y., Wei Y., Jianfeng W., Jiakun F., Jinyu W., “Optimal design of probabilistic robust damping controllers to suppress multiband oscillations of power systems integrated with wind farm”, *Renewable Energy* (2020) 158, 75-90.
- [12] Jawaharlal B., Vasundhara M., “Optimization of controllers parameters for damping local area oscillation to enhance the stability of an interconnected system with wind farm”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* (2020), 119-142, .
- [13] Tong E., Jing Y., Malhar P., Jingtian B., Anamitra P., Zengping W., “Robust, coordinated control of SSO in wind-integrated power system”, *IET Renewable Power Generation*, (2020), 14, 1031-1043.
- [14] Matej K., Kuzl, “Dynamic characteristics of virtual inertial response provision by DFIG-based wind turbines”, *Electric Power Systems Research* (2020), 178, 106-118.
- [15] Marios Z., William T., Yuri P., Serguey V., “Active Damping of Power Oscillations Following Frequency Changes in Low Inertia Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems* (2019) 34, 4984-4992.
- [16] Mohammad J., Afef F., “A Probabilistic Robust Coordinated Approach to Stabilize Power Oscillations in DFIG-Based Power Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* (2019), 15, 5599-5612.

- [17] Omar K., Mariam J., Badr A., Hsan H., “PSS design for damping low-frequency oscillations in a multi-machine power system with penetration of renewable power generations”, *IET Renewable Power Generation* (2019), 13, 116-127.
- [18] Amir M., Abolfazl H., Gevork B., “LVRT improvement and transient stability enhancement of power systems based on renewable energy resources using the coordination of SSSC and PSSs controllers”, *IET Renewable Power Generation*, (2019) 13, 1849-1860.
- [19] Reza M., Schavemaker H., Slootweg J., Kling W., “Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability”, *IEEE Power Eng Soc General Meet* (2004) 2, 2150–2155.
- [20] Eftekharnjad, S., Vittal, V., Heydt, G.T., Keel, B., Loehr, J., “Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems”, *IEEE Trans. on Power Systems*, (2013) 28, 893-901.
- [21] Qian Ai, Xiaohong W., Xing He, “The impact of large-scale distributed generation on power grid and microgrids”, *Renewable Energy*, (2014) 62, 417–423.
- [22] Masoud H. Nazari, Marija Ilic, Joao P. Lopes, “Small-signal stability and decentralized control design for electric energy systems with a large penetration of distributed generators”, *Control Engineering Practice*, (2012) 20, 823–831.
- [23] Kundur, P., Neal, J., “Power system stability and control”, McGraw-Hill, 1994.
- [24] Saadat, H., “Power system analysis”, McGraw-Hill, 1999.
- [25] PSS E, “Model Library”, Siemens Industry, 2017
- [26] Kabashi, G. Kadriu, K., “Wind farm modeling for steady state and dynamic analysis”, *World Academy of Science, Engineering and technology* (2011), 74, 391-396.
- [27] Gashi, A., Kabashi, S., “Simulation the Wind Grid Code Requirements for Wind Farms Connection in Kosovo Transmission Grid”, *Energy and Power Engineering* (2012), 15, 482-495.

BIBLIOGRAFÍA

- [28] Seyedi, M. “Evaluation of the DFIG Wind Turbine Built-in Model in PSS/E”, Chalmers University of Technology, (2009).
- [29] ESIG, “WT3-Generic Wind Model”, Energy Systems Integration group, 2020, Recuperado de: https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt3-generic-wind-model/#Pitch_Control_Model_28wt3p.29_2
- [30] Arenas, A., Mediavilla, P. García, F., Garcés, P., “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable”, OLADE, 2013.
- [31] Secretaría de Energía, ”Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, 2018-2032, SENER, 2018.
- [32] CENACE, “Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2023, Programa de modernización y ampliación 2018-2032”, Noviembre 2018, CENACE.
- [33] CENACE, “Demanda del Sistema Eléctrico Nacional”, Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Info/DemandaRegional.aspx>
- [34] CFE, “Usuarios y consumo de electricidad por municipio (A partir de 2018)”, Recuperado de: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>
- [35] SENER, “Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías limpias (AZEL)”, 2020, Recuperado de: <https://dgel.energia.gob.mx/azel/mapa.html?lang=es>