



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN ENERGÍA  
ÁREA DE FUENTES RENOVABLES

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
POTENCIA ANTE DIFERENTES PORCENTAJES DE INYECCIÓN DE  
ENERGÍA EÓLICA

T E S I S  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE  
MAESTRO EN INGENIERÍA EN ENERGÍA

PRESENTA:  
OMAR RODRÍGUEZ RIVERA

TUTOR PRINCIPAL  
Dr. EMMANUEL HERNÁNDEZ MAYORAL  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

TEMIXCO, MORELOS, NOVIEMBRE 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.

# Jurado Asignado

Presidente: Dr. Miguel Robles Pérez

Secretario: Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández

1er. Vocal: Dr. Emmanuel Hernández Mayoral

2do. Vocal: Dr. Reynaldo Iracheta Cortez

3er. Vocal: Dr. David Campos Gaona

Lugar done se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables (IER-UNAM), Morelos, México.

---

Tutor Principal

Dr. Emmanuel Hernández Mayoral

# Dedicatorias

A Luana, para que nunca dejes de perseguir tus sueños.

A Liz, por ser el amor de mi vida, inclusive en los tiempos más difíciles.

A mis padres.

# Agradecimientos

Especial agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo económico otorgado en estos años.

Al Ing. Guillermo Rodríguez Ávalos, por compartir su vasto conocimiento en sistemas eléctricos, haciendo posible llevar a cabo ésta investigación.

Al Dr. Daniel Olguín Salinas, por su orientación en el tema de estabilidad transitoria y compartir su conocimiento.

A la Lic. Elizabeth Aydhe Aguilar Quintana, por compartir su conocimiento y orientarme en la metodología de la presente investigación.

Al Ing. Adrián Rodríguez Rivera, por compartir su conocimiento y apoyo.

Al Dr. Emmanuel Hernández Mayoral, por compartir su amplio conocimiento y experiencia, en la dirección de ésta investigación.

A los miembros del jurado asignado para esta investigación, Dr. Emmanuel Hernández Mayoral, Dr. Miguel Robles Pérez, Dr. David Campos Gaona, Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández y al Dr. Reynaldo Iracheta Cortez, por sus observaciones de la presente investigación, logrando enriquecer su contenido.

Finalmente a mis compañeros y amigos de generación: Daniel, Manira y Rolando, con quien tuve la oportunidad de compartir experiencias y momentos muy agradables.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>14</b>
1.1. Preámbulo . . . . .	14
1.2. Antecedentes . . . . .	17
1.3. Hipótesis-Objetivos . . . . .	21
1.4. Metodología . . . . .	22
1.5. Alcances y limitaciones . . . . .	23
1.6. Estructura de la Tesis . . . . .	24
<b>2. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia</b>	<b>26</b>
2.1. Conceptos generales . . . . .	26
2.2. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia . . . . .	30
2.2.1. Perturbación en los Sistemas Eléctricos de Potencia . . . . .	30
2.2.2. Efecto del Cortocircuito en Máquina Síncrona . . . . .	31
2.3. Estabilidad de Voltaje, Frecuencia y Ángulo . . . . .	33
2.3.1. Estabilidad de Voltaje . . . . .	33
2.3.2. Estabilidad de Frecuencia . . . . .	34
2.3.3. Estabilidad de Ángulo . . . . .	35
2.4. Estabilidad Transitoria . . . . .	37
2.4.1. Máquina Síncrona . . . . .	37
2.4.2. Relación entre la Potencia y el Ángulo . . . . .	39
2.4.3. Dinámica del Generador Síncrono . . . . .	41
2.4.4. Ecuación de Oscilación . . . . .	41
2.4.5. Métodos numéricos . . . . .	44
2.4.6. Estabilidad en Sistema Multimáquina . . . . .	49
<b>3. Energía Eólica</b>	<b>54</b>
3.1. Turbinas Eólicas . . . . .	56
3.2. Componentes Básicos . . . . .	57
3.3. Tecnologías en Turbinas Eólicas . . . . .	60

3.3.1.	Turbina Eólica SCIG . . . . .	61
3.3.2.	Turbina Eólica IG con Potenciómetro . . . . .	61
3.3.3.	Turbina Eólica DFIG . . . . .	63
3.3.4.	Turbina Eólica tipo PMSG . . . . .	64
3.4.	Códigos de Red . . . . .	65
<b>4.</b>	<b>Sistema eléctrico de potencia con inyección de Energía Eólica</b>	<b>66</b>
4.1.	Modelo matemático de una Turbina Eólica . . . . .	66
4.1.1.	Modelo del generador SCIG . . . . .	67
4.1.2.	Modelo del generador DFIG . . . . .	69
4.2.	Modelado de la máquina síncrona . . . . .	71
4.3.	Modelado del transformador . . . . .	72
4.4.	Modelado de líneas de Transmisión . . . . .	73
4.5.	Modelado de cargas . . . . .	74
4.6.	Interconexión de la Granja Eólica con un SEP . . . . .	76
4.6.1.	Modelo de la red eléctrica propuesta . . . . .	76
<b>5.</b>	<b>Análisis de Resultados</b>	<b>79</b>
5.1.	Escenario 1: Análisis de ET en SEP sin inyección de Energía Eólica . . . . .	80
5.1.1.	Falla en línea de transmisión 5-7 . . . . .	80
5.1.2.	Falla en línea de transmisión 6-9 . . . . .	88
5.2.	Escenario 2: Análisis de ET en SEP con 30 % de inyección de Energía Eólica SCIG . . . . .	95
5.3.	Escenario 3: Análisis de ET en SEP con 30 % de inyección de Energía Eólica DFIG . . . . .	105
5.4.	Escenario 4: Análisis de ET en SEP con 40 % de inyección de Energía Eólica DFIG . . . . .	123
<b>6.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>132</b>
	<b>Anexos</b>	<b>134</b>
A.	Anexo I: Bloques del sistema eléctrico propuesto en MATLAB–Simulink®	135
B.	Anexo II: Granja Eólica conformada por Turbinas SCIG	140
	<b>Bibliografía</b>	<b>141</b>

# Índice de figuras

1.1. Capacidad efectiva instalada por tecnología en porcentajes (89,479 MW), Abril 2021. Imagen de elaboración propia, fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035 . . . . .	16
2.1. Sistema Eléctrico Nacional-Red Troncal de Transmisión 2018. Imagen tomada de: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035 . . . . .	28
2.2. Falla simétrica Fase-Fase-Fase-Tierra y Fase-Fase-Fase. Imagen de elaboración propia . . . . .	31
2.3. Falla asimétrica Fase-Tierra, Fase-Fase-Tierra y Fase-Fase. Imagen de elaboración propia . . . . .	31
2.4. Periodo subtransitorio, transitorio y síncrono en la máquina síncrona. Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	32
2.5. Estabilidad en Sistemas de Eléctricos de Potencia. Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	33
2.6. Partes de una máquina síncrona trifásica. Imagen de elaboración propia, fuente: [31] . . . . .	38
2.7. Circuito equivalente de la potencia transferida del Generador al Motor. Imagen de elaboración propia . . . . .	39
2.8. Curva de la Potencia-Ángulo. Imagen de elaboración propia . . . . .	40
2.9. Método de Euler. Imagen de elaboración propia, fuente: [28] . . . . .	47
2.10. Método de Euler Modificado. Imagen de elaboración propia, fuente: [28] . . . . .	47
2.11. SEP con N-barras para el estudio de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia, fuente: [28] . . . . .	50
2.12. Modelo simplificado de la máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia, fuente: [28] . . . . .	50
2.13. Generador síncrono conectado al sistema equivalente. Imagen de elaboración propia, fuente: [28] . . . . .	51
2.14. Mapa conceptual para el análisis de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia. . . . .	53

3.1. Capacidad instalada en MW de energía eólica en México. Imagen de elaboración propia, fuente: [30] . . . . .	55
3.2. Producción de electricidad en GWh de energía eólica en México. Imagen de elaboración propia, fuente: [30] . . . . .	55
3.3. Componentes principales de una Turbina Eólica. Imagen tomada de: Aerogenerador, Wikipedia, La enciclopedia libre, año última revisión 13 octubre 2021. Disponible en <a href="https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador">https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador</a> . . . . .	58
3.4. Clasificación de generadores para Turbinas Eólicas. Imagen de elaboración propia, fuente: [27] . . . . .	61
3.5. Configuración de la Turbina Eólica tipo I. Imagen de elaboración propia, fuente: [27] . . . . .	62
3.6. Configuración de la Turbina Eólica tipo II. Imagen de elaboración propia, fuente: [27] . . . . .	62
3.7. Configuración de la Turbina Eólica tipo III. Imagen de elaboración propia, fuente: [27] . . . . .	63
3.8. Configuración de la Turbina Eólica tipo IV. Imagen de elaboración propia, fuente: [27] . . . . .	64
4.1. Circuito equivalente generador DFIG eje q. Imagen de elaboración propia, fuente: [18] . . . . .	70
4.2. Circuito equivalente generador DFIG eje d. Imagen de elaboración propia, fuente [18] . . . . .	70
4.3. Modelo de la máquina síncrona en $dq0$ . Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	71
4.4. Circuito equivalente del transformador de dos devanados. Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	72
4.5. Circuito equivalente del transformador de dos devanados. Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	73
4.6. Circuito equivalente $\pi$ de la línea de transmisión. Imagen de elaboración propia, fuente: [21] . . . . .	73
4.7. Modelo de la IEEE de 9 nodos en Matlab/Simulink . . . . .	77
5.1. Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 1 . . . . .	80
5.2. Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB–Simulink® , considerando una falla en la línea de transmisión 5-7 . . . . .	81
5.3. Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 9 ciclos . . . . .	83

---

5.4. Desplazamiento angular relativo del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 9 ciclos . . . . .	84
5.5. Voltaje Fase a Tierra en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 9 ciclos . . . . .	85
5.6. Voltaje Fase a Tierra en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 9 ciclos . . . . .	85
5.7. Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	86
5.8. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos	87
5.9. Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 10 ciclos	87
5.10. Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB–Simulink® , considerando una falla en la línea de transmisión 6-9 . . . . .	88
5.11. Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, falla en la línea de transmisión 6-9 . . . . .	89
5.12. Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	90
5.13. Desplazamiento angular relativo del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	91
5.14. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos	92
5.15. Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 10 ciclos	92
5.16. Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 11 ciclos . . . . .	93
5.17. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 11 ciclos	94
5.18. Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 11 ciclos	94
5.19. Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 2 . . . . .	95
5.20. Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB–Simulink® , considerando turbinas eólicas SCIG . . . . .	96
5.21. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 7 ciclos . . . . .	97
5.22. Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo I con una falla trifásica de 7 ciclos . . . . .	98
5.23. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 7 ciclos .	99
5.24. Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 7 ciclos . . . . .	100
5.25. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 8 ciclos . . . . .	101
5.26. Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo I con una falla trifásica de 8 ciclos . . . . .	101

---

5.27. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 8 ciclos .	102
5.28. Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 8 ciclos. . . . .	103
5.29. Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 3. . . . .	105
5.30. Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB–Simulink®), considerando turbinas eólicas DFIG. . . . .	106
5.31. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 15 ciclos . . . . .	107
5.32. Potencia en p.u. de la Turbina Eólica DFIG con una falla trifásica de 15 ciclos . . . . .	108
5.33. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 15 ciclos	109
5.34. Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 15 ciclos . . . . .	110
5.35. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 16 ciclos . . . . .	111
5.36. Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 16 ciclos . . . . .	111
5.37. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica 16 ciclos . .	112
5.38. Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 16 ciclos . . . . .	113
5.39. Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 16 ciclos . . . . .	115
5.40. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	115
5.41. Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	116
5.42. Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos	117
5.43. Voltaje en p.u. de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 10 ciclos . . . . .	118
5.44. Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 11 ciclos . . . . .	119
5.45. Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 11 ciclos . . . . .	119
5.46. Voltaje en p.u. de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 11 ciclos	120
5.47. Voltaje en p.u. de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 11 ciclos . . . . .	121
5.48. Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 4 . . . . .	123

5.49. Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB–Simulink®), considerando turbinas eólicas DFIG al 40 % . . . . .	124
5.50. Desplazamiento angular del generador 1 y 3 con una falla trifásica de 13 ciclos . . . . .	125
5.51. Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 13 ciclos . . . . .	126
5.52. Voltaje en p.u. de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 13 ciclos . . . . .	127
5.53. Voltaje en p.u. de la barra 2 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 13 ciclos . . . . .	128
5.54. Desplazamiento angular del generador 1 y 3 con una falla trifásica de 14 ciclos . . . . .	129
5.55. Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 14 ciclos . . . . .	129
5.56. Voltaje en p.u. de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 14 ciclos . . . . .	130
5.57. Voltaje en p.u. de la barra 2 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 14 ciclos . . . . .	131
A.1. Bloque fundamental en Simulink de la máquina síncrona y su fuente de excitación. . . . .	135
A.2. Bloque en Matlab/Simulink de medición trifásica de voltaje y corriente para la representación de la barra. . . . .	136
A.3. Bloque del transformador en Matlab/Simulink . . . . .	136
A.4. Bloque de la Línea de Transmisión modelo $\pi$ en cascada en Matlab/Simulink	137
A.5. Bloque RLC en paralelo en Matlab/Simulink para la representación de la carga . . . . .	137
A.6. Bloque en Matlab/Simulink de la representación de una turbina eólica SCIG . . . . .	138
A.7. Bloque en Matlab/Simulink de la representación de una turbina eólica DFIG . . . . .	139
B.1. Granja Eólica de 90 MW con Turbinas Eólicas tipo I de 1.5 MW . . . . .	140

# Índice de tablas

4.1. Valores de los generadores síncronos . . . . .	77
5.1. Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 1 . . .	80
5.2. Valores de entrada para el estudio de flujos de potencia de la red eléctrica propuesta. . . . .	82
5.3. Flujos de potencia en la red eléctrica propuesta. . . . .	82
5.4. Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 2 . . .	95
5.5. Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 3, caso A . . . . .	105
5.6. Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 3, caso B . . . . .	114
5.7. Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 4 . . .	123
6.1. Resumen de TCLF por escenario . . . . .	132

# Resumen

En este estudio se realiza un análisis de estabilidad transitoria en un Sistema Eléctrico de Potencia ante diferentes porcentajes de inyección eólica, considerando el Tiempo Crítico para la Liberación de la Falla, como indicador de la estabilidad transitoria, ya que permite efectuar una evaluación del comportamiento dinámico de la red eléctrica. El modelo propuesto, para llevar a cabo este estudio, se desarrolló en el programa MATLAB–Simulink®<sup>®</sup>, en el cual se consideraron 4 escenarios para la evaluación de estabilidad transitoria. El objetivo principal de los escenarios es obtener un panorama general en el sistema propuesto, para recabar información específica, en cómo afecta, al Sistema Eléctrico de Potencia, la integración de energía eólica frente a una falla trifásica ante diferentes porcentajes, así como también ubicaciones en la falla trifásica. El primer escenario sólo considera máquinas síncronas, aplicando una falla trifásica en la línea de transmisión, con el propósito de obtener un marco de referencia. El segundo escenario, integra una granja eólica con una inyección del 30 %, por turbinas compuestas por generadores de inducción tipo jaula de ardilla, aplicando una falla trifásica. El tercer escenario, contempla una inyección del 30 % de energía eólica, con turbinas compuestas por generadores de inducción doblemente alimentados, con una falla trifásica. Finalmente, en el escenario cuarto, se integra el 40 % de energía eólica, con turbinas, compuestas por generadores de inducción doblemente alimentados, con una falla trifásica. Por lo que es posible concluir que el mejor escenario evaluado consiste en la inyección de energía eólica en un 30 % en el Sistema Eléctrico de Potencia de prueba, con turbinas compuestas por generadores de inducción doblemente alimentados, debido a que contribuyen a la descongestión de la red eléctrica. En contraste, el escenario menos favorecedor para el comportamiento dinámico del sistema de prueba fue aquel que inyectaba potencia eólica en un 40 %, pues los Tiempos Críticos para la Liberación de la Falla obtenidos fueron menores cuando se les comparaba con los resultados de los otros casos planteados.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Preámbulo

El consumo de energía en el mundo ha presentado un significativo incremento a través de los años. Esto nos lleva a concluir a que las necesidades de hace unas décadas son totalmente distintas a las que hoy en día tenemos. Lo cierto es que, la huella ecológica que ha dejado el ser humano, por el alto consumo de los recursos para la demanda energética, ha sobrepasado la disponibilidad planetaria desde hace tiempo [1]. Como resultado, nos ha llevado a replantear las antiguas estrategias y poner en marcha nuevos esquemas para la producción de energía, de ahí que, la inclusión de las Energías Renovables (ER) desempeña un papel importante como fuentes primarias para la generación.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) son claves para el desarrollo y progreso de una nación. Su relevancia consiste en la administración de la energía eléctrica, la cual debe de ser suministrada con la calidad y confiabilidad adecuada. El punto de partida de un SEP es la generación de energía eléctrica, para que después esta, sea transmitida desde los puntos en donde se genera hasta los grandes centros de consumo y ahí sea distribuida a los usuarios finales. Cualquier interrupción en el servicio o una mala calidad de éste, puede llegar a desencadenar una serie de situaciones de riesgo, las cuales se transforman en grandes pérdidas, tanto humanas como económicas. Por lo tanto, es de suma importancia el diseño, operación y control de estos sistemas.

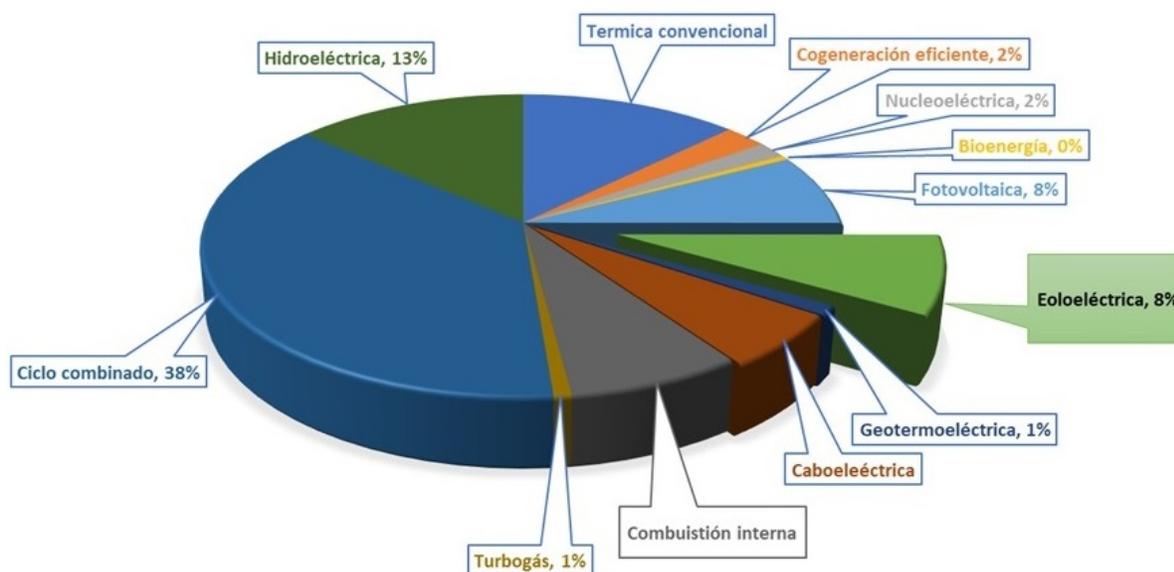
Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario reemprender los conceptos fundamentales que derivan en nuevos análisis a los SEP, para obtener una integración eficiente, con dos tipos de generación coexistiendo en un mismo sistema. Estos conceptos comprenden una revisión exhaustiva a la calidad de energía, a los flujos de potencia, al corto

circuito, a la coordinación de protecciones, a la estabilidad transitoria, estabilidad de frecuencia, voltaje, al despacho económico y a la confiabilidad, entre otros. Por lo que, en este estudio, se propone una revisión para resolver los nuevos retos que se están presentando por la incorporación de estas energías. Si bien los temas antes descritos son de relevancia, cabe destacar que un análisis en estabilidad transitoria proporcionará información importante ante situaciones de falla, donde los tiempos críticos desempeñan un papel importante para los operadores de los SEP, los cuales con la información adecuada podrán ser capaces de incrementar considerablemente el porcentaje de inyección al sistema eléctrico sin comprometer la confiabilidad y seguridad operativa [19].

Los SEP, operan bajo un diseño donde la energía a entregar se comporta de manera variable ante una carga; mientras tanto, la generación se produce de manera constante, lo que nos da como resultado una operación del sistema con criterios óptimos en seguridad y economía en función al despacho efectivo de unidades de generación [28]. Con una alta penetración de ER, se han generado diversas críticas por parte de los operadores de los SEP, los cuales, defienden la estabilidad y seguridad del sistema a costa de un sistema tradicional si bien con generación más controlable, pero con una economía cara y definitivamente más contaminante [3].

Sin embargo, a pesar de las duras críticas para la integración de las ER, los programas de promoción y fomento hacia este tipo de energías han cobrado relevancia, acelerando el incremento en capacidad instalada, principalmente en la energía eólica, llegando casi a triplicarse su valor, a nivel global, en solamente dos años (2016–2018) [2]. El panorama, a mediano y largo plazo de acuerdo con algunos planes referenciales de expansión del sector eléctrico hace prever que la participación de las ER como la eólica, la solar y la geotérmica, dejará de ser limitada en la matriz energética, para convertirse en un importante aporte en la generación de electricidad. La Asociación Brasileña de Energía Eólica (ABEEólica), por ejemplo, determinó que en el año 2019, la capacidad instalada fue de 16.0 GW con 637 parques eólicos formados por 7,738 turbinas que están bajo operación, convirtiendo a Brasil al séptimo país en la clasificación mundial del GWEC (Consejo Mundial de Energía Eólica)[23]. Por otra parte, en México, se han puesto en marcha diferentes estrategias para dejar la totalidad de la producción de Energía Eléctrica Convencional (EEC) e incorporar gradualmente las ER. Con esto, para el año 2018, el aprovechamiento del recurso eólico llegó a obtener una generación de 13,074 GWh con aproximadamente 2,477 aerogeneradores operando en 54 parques eólicos [3]. Esto representa el 7% de la generación total producida en México como lo muestra en la Figura 1.1.

Inicialmente los SEP, clasificaba a la energía eólica como pequeñas unidades generadoras, por lo que, ante una perturbación proveniente del sistema, las unidades salían de operación para no interferir con la recuperación de este [4]. Sin embargo, ahora con un elevado porcentaje de inyección, se debe de replantear las estrategias a seguir ante perturbaciones, ya que, si opta por las metodologías anteriores, provocaría un desprendimiento masivo de generación o hueco de tensión, contribuyendo a la inestabilidad. Por tal motivo, en este estudio se analiza la estabilidad transitoria ante diferentes porcentajes de inyección de generación de electricidad por medio de energía eólica, el cual, proporcionará información importante ante situaciones de falla, en donde los Tiempos Críticos para la Liberación de la Falla (TCLF) desempeñan un papel importante para los operadores de los SEP, los cuales, con la información adecuada, podrán ser capaces de incrementar considerablemente el porcentaje de inyección al sistema eléctrico sin comprometer la confiabilidad y seguridad operativa. En definitiva, México, deberá de adoptar nuevos esquemas para la producción de energía y resolver los retos que estos conllevan con una alta integración de las ER.



**Figura 1.1:** Capacidad efectiva instalada por tecnología en porcentajes (89,479 MW), Abril 2021. Imagen de elaboración propia, fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035

## 1.2. Antecedentes

Existe una gran contribución en investigaciones que se enfocan en la dinámica de la estabilidad en un SEP con integración de energía eólica. La presente revisión literaria hace referencia sobre los efectos que presenta, un análisis de estabilidad transitoria, con generación de electricidad mediante energía eólica en un SEP. Los resultados son diversos dependiendo de la electrónica de potencia que se utilice, sin embargo, existe un área de oportunidad que da camino a la realización de nuevos estudios, para hacer que este tipo de energía ocupe un mayor porcentaje en su producción.

En el año 2005, P.B. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter y J. M. Rodríguez García, en la revista *Power and Energy*, publicaron sobre la cantidad de electricidad generada a base de energía eólica que puede ser absorbida por un SEP; determinó que: dependerá de la capacidad de transmisión que tenga el sistema o la nueva infraestructura que se pueda agregar, la capacidad de regulación, la calidad de los pronósticos del viento, el código de red, la compatibilidad de los aerogeneradores nuevos y viejos así mismo la posibilidad de reducir energía eólica [13].

En ese mismo año, F. Zhou, G. Joos y C. Abbey, realizaron un análisis más detallado sobre los Sistemas de Conversión de Energía Eólica (WECS, por sus siglas en inglés) en los aerogeneradores, en donde se determinó que la capacidad de corto circuito en el Punto de Acoplamiento Común (PCC, por sus siglas en inglés) limita la inyección de energía eólica a la red; se obtuvo que el máximo porcentaje de inyección de energía eólica es del 20% de la capacidad de corto circuito; si se incrementa al 25-30%, el sistema se vuelve inestable [14].

En otro estudio realizado en el año del 2007, E. Muljadi, C.P. Butterfield, B. Parsons y A. Ellis, realizaron un análisis de estabilidad transitoria con un aerogenerador DFIG y un generador convencional, conectando una carga, motor síncrono, al final de una red débil. Los resultados arrojaron, que las modernas plantas de energía eólica, equipadas con electrónica de potencia y una capacidad para soportar huecos de tensión (LVRT, por sus siglas en inglés) durante una falla cercana al aerogenerador, pueden interconectarse a la red, sin presentar problemas en su estabilidad [9].

El impacto que tiene una pequeña generación con energía eólica en un SEP es mínimo, sin embargo, con una alta penetración la dinámica del sistema se puede ver afectada. En el año 2009, D. Gauntam, V. Vittal y T. Harbour, realizaron un estudio, en donde se habla sobre la estabilidad transitoria y la pequeña señal en estabilidad, enfocado

a un gran sistema. Para examinar el impacto que tiene la estabilidad en pequeña señal, se dio un enfoque sistemático para señalar el aumento de penetración de generación eólica con DFIG, en las oscilaciones electromecánicas, en el nodo utilizando la sensibilidad del valor propio de la inercia desarrollada. Los análisis de sensibilidad identificaron oscilaciones electromecánicas en el nodo, que podrían ser afectados de manera perjudicial [10].

En el 2009, Y. Wang, J. Li, S. Hu y H. Xu, en una conferencia por parte de International Joint Conference on Artificial Intelligence, expusieron que el código de red, debe de exigir al generador de energía eólica, tener la capacidad de soportar caídas de voltaje que provengan de la red; solo cuando el voltaje de la red cae por debajo de una curva específica, la turbina eólica puede desconectarse. Con esto, aerogeneradores DFIG con protección crowbar, permiten tener una recuperación más rápida ante una caída de voltaje y puede proveer de potencia reactiva a la red para soportarla [7].

Por otra parte, el promedio de inyección de energía eólica en un sistema eléctrico, se estima que esté alrededor de un 20-30%. A. M. Amin, M. M. A. Mahfouz y E. B. Youssef, realizaron un estudio en el 2010, analizando la posibilidad de una integración completa al sistema eléctrico con energía eólica si se considera un Compensador Estático Síncrono (STATCOMs por sus siglas en inglés), el cual, soporta las variaciones del voltaje emitidas por una perturbación en la red, permitiendo estar dentro del rango para el código de red [8].

Se han hecho estudios sobre el impacto que tiene una alta compensación en conjunto con alta integración de energía eólica en un sistema eléctrico. En el año 2011, M. J. Hossain, H. R. Pota, M. A. Mahmud y R. A. Ramos, mediante una investigación encabezada por Power and Energy Society General Meeting, se integró Dispositivos Estáticos de Electrónica de Potencia, instalados en Redes de Transmisión (FACTS, por sus siglas en inglés) en conjunto con una alta inyección de energía eólica. La alta compensación reduce el límite de seguridad bajo ciertas condiciones de operación [12].

En el año 2012, A. Santos, M. Castro y A. Martinez, realizaron un estudio donde se analiza el impacto que tiene las diferentes tecnologías de los aerogeneradores y el límite de potencia eólica con diferentes niveles de inyección de tal manera que no pierda la inestabilidad el sistema ante un punto de acoplamiento en la red, el cual, por características de la red, presenta un nodo débil [17].

En el año 2014, en el Biennial Congress of Argentina, F. D. Rinaudo y L. M. Aromataris, presentaron un estudio donde se demuestra que un nivel bajo de penetración de energía eólica, 3 %, al SEP 's, llega a mantener su estabilidad en un régimen transitorio, esto es presentando una perturbación en una ubicación cercana al aerogenerador [11].

Otro análisis, efectuado en el año 2016, K. Z. Heetun, H. E Shady. A. Aleem y A. F. Zobaa, se enfocaron, en la estabilidad del voltaje en un SEP 's con inyección de generación eólica. Los resultados para este análisis arrojaron que una solución para aumentar la estabilidad en el sistema es utilizar controladores de potencia reactiva. Por otra parte, se ha demostrado que los STATCOM (Static Synchronous Compensators), tiene un rendimiento superior al SVC (Source Voltage Converter) durante una perturbación en la red [16].

En el año 2017, A. A. Arfoa, realizó un estudio sobre el impacto que tiene una alta penetración de energía eólica, en la estabilidad transitoria y voltaje. Evaluando un sistema de la IEEE de 9 nodos, obteniendo un análisis del tiempo crítico de liberación para los interruptores automáticos, el nivel de voltaje y la capacidad de transferencia entre sistemas. La penetración de energía eólica reduce la potencia reactiva, sometiendo al sistema a la inestabilidad de voltaje. Los resultados muestran un impacto negativo, con una alta penetración de energía eólica, esto es, por la dinámica del sistema eólico. Se puede concluir que, con la penetración de la energía eólica, el voltaje de falla podría colapsarse, debido a disminuciones en los límites de potencia reactiva [32].

En el año 2019, D. K. Prasad, K. Seethalekshmi y P. Verma, investigaron los efectos que causa la penetración de energía eólica mediante turbinas DFIG en un sistema de potencia convencional, analizando particularmente la estabilidad transitoria y de pequeña señal del sistema. El estudio se realizó en un sistema de potencia de la IEEE de 14 nodos, mediante System Analysis Toolbox (PSAT), arrojando resultados, los cuales describen los efectos perjudiciales de las oscilaciones sostenidas en el sistema, debido a la penetración de las turbinas DFIG. Llegan a la conclusión de introducir estrategias de control, para la amortiguación en el sistema de potencia con turbinas DFIG para hacer frente a la disminución de la inercia [33].

---

En el año 2020, N. Khadka, R. Paudel, B. Adhikary, A. Bista, S. Sharma y A. Shrestha, realizaron una revisión de estudios, en donde se presenta los conceptos básicos de la estabilidad en un sistema de potencia, posteriormente, describen el riesgo potencial que existe durante una perturbación en el sistema de potencia. Se discuten varios indicadores de estabilidad para la evaluación de la estabilidad transitoria en un sistema de potencia. Los autores han presentado conclusiones de una investigación reciente, centrada en las redes eléctricas que tienen plantas eólicas y fotovoltaicas durante fallas de línea. Con base en los estudios anteriores, se puede concluir que la estabilidad transitoria, en las redes eléctricas modernas, depende de la ubicación de la falla, la gravedad de la falla y el nivel de penetración de las energías renovables. Finalmente, se analiza las tecnologías utilizadas para mitigar el efecto adverso de la integración de las energías renovables, en relación con la estabilidad transitoria de la red [34].

Como resultado de la revisión literaria previamente expuesta, la interconexión a gran escala de energía eólica puede presentar condiciones que limiten su correcta operación, las cuales son objeto de investigación actual. Por esta razón, en este nuevo estudio, se realizará un enfoque en un análisis de estabilidad transitoria con diferentes porcentajes de inyección de energía eólica.

## 1.3. Hipótesis-Objetivos

### Hipótesis

La energía eólica es una de las tecnologías que mayor desarrollo ha tenido mundialmente, siendo además una de las fuentes energéticas renovables de gran potencial en México. Sin embargo, esta tecnología, genera serias preocupaciones en la estabilidad transitoria de la red eléctrica. Por lo tanto, la estabilidad transitoria en un sistema eléctrico de potencia, puede llegar a comprometerse, dependiendo de la electrónica de potencia que se emplea para las turbinas eólicas, así como también al nivel de inyección.

### Objetivo General

Realizar estudio acerca del impacto en la estabilidad transitoria de la red eléctrica propuesta, mediante la plataforma informática MATLAB–Simulink®<sup>®</sup>, considerando turbinas eólicas con generadores Squirrel Cage Induction Generator (SCIG, por sus siglas en inglés) y Doubly Fed Induction Generator (DFIG, por sus siglas en inglés) ante diferentes porcentajes de inyección al SEP.

### Objetivo Específico

- Analizar las turbinas eólicas, abarcando los diferentes tipos de generadores que las componen, su electrónica de potencia, comportamiento dinámico así como también sus modelos matemáticos.
- Utilizar la red eléctrica propuesta, para la simulación, en la plataforma informática MATLAB–Simulink®<sup>®</sup>, considerando una topología en anillo.
- Realizar un análisis de estabilidad transitoria con la red eléctrica propuesta, contemplando 4 escenarios. El primero sin inyección de energía eólica, el segundo con un 30 % con turbinas SCIG, el tercero con un 30 % con turbinas DFIG y finalmente el cuarto con un 40 % con turbinas DFIG, con el propósito de obtener el TCLF, ante diferentes localidades de la falla en la línea de transmisión.
- Analizar e interpretar los resultados obtenidos de los cuatro escenarios, con la finalidad de obtener las conclusiones.

## 1.4. Metodología

En esta sección se presenta la metodología puesta en marcha, para realizar un análisis de estabilidad transitoria con inyección de energía eólica, que consta de 4 etapas, las cuales se describirán a continuación:

### Estado del arte

En la primera etapa, se recopila fuentes de información que abordan el tema de estabilidad transitoria, mediante artículos científicos, tesis similares al tema propuesto y referencia bibliográfica, para obtener una comprensión crítica con el fin de generar nuevos conocimientos sobre el tema. De igual forma, se recopila información acerca de las diferentes tecnologías de turbinas eólicas implementadas en la industria eléctrica (haciendo énfasis en las turbinas eólicas con generador síncrono jaula de ardilla (SCIG), así como también, con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)). Finalmente, se discurren opiniones acerca del modelo de la red eléctrica (topología, elementos, operatividad, etc).

### Análisis de las Turbinas Eólicas DFIG y SCIG

En la segunda etapa, se enfoca en el estudio de las turbinas eólicas con atención a las diferentes máquinas que utilizan los convertidores de energía eólica para generar electricidad. Se analiza con mayor atención, a las turbinas eólicas DFIG y SCIG, para estudiar su comportamiento dinámico ante una perturbación, características principales así como también su electrónica de potencia que tienen cada una de ellas. De igual forma, se describen los modelos matemáticos correspondientes de dichas turbinas para analizar su principio de funcionamiento en condiciones normales y anormales de operación.

### Análisis y simulación de la red eléctrica propuesta

En la tercera etapa, se aplica el conocimiento adquirido (modelos matemáticos de los componentes en un SEP, ecuación de oscilación, así como también los métodos iterativos para el análisis de flujos de potencia) para el análisis de la estabilidad transitoria en la red eléctrica propuesta, desarrollada en el programa matemático MATLAB–Simulink®. Se obtienen los TCLF del sistema propuesto y se validan mediante datos previamente reportados en la literatura. Una vez validado el programa, se implementan los escenarios pertinentes para el uso de esta investigación, con el propósito de interconectar las turbinas eólicas propuestas.

## Integración de energía eólica a la red eléctrica propuesta para estudios de estabilidad transitoria

Finalmente, en la cuarta etapa, se realizará la integración de las turbinas eólicas SCIG y DFIG, en la red eléctrica propuesta modificada, para realizar un análisis de estabilidad transitoria. Se proponen cuatro escenarios para el estudio, en donde el objetivo principal, es la sustitución de los generadores síncronos por granjas eólicas, para observar el comportamiento dinámico de la red. Así mismo, se varía la localidad de la falla en la red eléctrica propuesta, para observar el efecto que tiene sobre la estabilidad transitoria. Para el primer escenario, se emplea como marco de referencia, el cual solo prevé generadores síncronos, cambiando la localidad de la falla en el sistema, para determinar los TCLF's. Por otra parte, en el escenario 2, se propone sustituir uno de los generadores síncronos por una Granja Eólica compuesta por 60 turbinas eólicas SCIG, analizando los TCLF's con una inyección del 30%. Mientras que para el escenario 3, se sustituye uno de los generadores síncronos por una Granja Eólica conformada por 60 turbinas DFIG, analizando los TCLF, con una inyección del 30%. Finalmente, en el escenario 4, empleando una Granja Eólica conformada por 90 turbinas eólicas DFIG, se realiza un análisis, con el 40% de inyección.

### 1.5. Alcances y limitaciones

El modelo propuesto para la representación de un SEP, pretende identificar y clasificar nodos vulnerables ante perturbaciones, integrando generación eólica para obtener su máxima inyección. Sin embargo, este modelo no representa al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo cual, hace que no se pueda hacer extenso el estudio para determinar el porcentaje de vulnerabilidad en los elementos y equipos que conectan al SEN, pero si se puede emplear como marco de referencia.

El modelo empleado para la representación de la turbina eólica SCIG, no cuenta con un control para la operación en LVRT (Low Voltage Ride Through, por sus siglas en inglés), ante perturbaciones. Por otra parte, el modelo DFIG, emplea un control para la regulación de voltaje además para la potencia reactiva. Sin embargo, el sistema eléctrico propuesto no cuenta con controladores como son los compensadores síncronos estáticos (STATCOM's, por sus siglas en inglés) o FACTS (Flexible Alternating Current Systems, por sus siglas en inglés).

## 1.6. Estructura de la Tesis

En esta sección, se muestra el contenido tentativo de cada uno de los capítulos que formará la tesis formal, la cual está compuesta por 6 capítulos los cuales se describirán a continuación:

Capítulo 1.- Se presenta el escenario el cual explica el porqué de la necesidad de generar energía eléctrica mediante fuentes renovables, el panorama que tiene la producción de energía eólica nacionalmente y el conjunto de problemas que atiende este tipo de generación con la integración al sistema eléctrico. Se da una breve introducción al análisis de estabilidad transitoria y que parámetros obtenemos con este tipo de estudio, posteriormente se presenta información de investigaciones realizadas como base para la justificación del desarrollo de este nuevo estudio así como también la hipótesis formulada por el estado de arte y los objetivos de esta tesis.

Capítulo 2.- Se describe puntualmente la importancia de la estabilidad en un SEP, la clasificación de esta y se hace énfasis en la estabilidad angular. Se profundiza en la descripción de un análisis de estabilidad transitoria así como también la respuesta que tiene un sistema ante un disturbio. Posteriormente se describe la ecuación del ángulo de potencia y la ecuación de oscilación, describiendo la solución de esta mediante métodos numéricos así como también la obtención de las condiciones iniciales por medio de métodos iterativos.

Capítulo 3.- En esta sección describe las diferentes configuraciones de las turbinas eólicas, sus principales componentes así como también controladores. Se toma atención, a la configuración del generador DFIG y al generador SCIG, en su modelado y simulación.

Capítulo 4.- Se describen los modelos matemáticos que conforman un SEP, abarcando el modelo de la máquina síncrona, los modelos de las turbinas eólicas SCIG y DFIG, el modelo de la línea de transmisión así como también el modelo empleado para la representación de la demanda o carga. Se analiza la red eléctrica propuesta, para el funcionamiento con inyección de energía eólica y convencional.

---

Capítulo 5.- Esta sección de la tesis está enfocada en los resultados del análisis de estabilidad transitoria, en la red eléctrica propuesta, ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica. Se divide en cuatro escenarios, utilizando diferentes localidades de la falla en la línea de transmisión, con la finalidad de obtener un análisis íntegro. El primer escenario, se realizará como marco de referencia, esto es, con la finalidad de tener una aproximación del TCLF para los siguientes escenarios. El segundo escenario, se emplea turbinas eólicas SCIG, con una inyección del 30%. El tercer escenario, emplea turbinas eólicas DFIG con una participación del 30% de la generación del sistema eléctrico propuesto. Finalmente, en el cuarto escenario se hace un análisis con el 40% de inyección de energía eólica, empleando turbinas DFIG.

Capítulo 6.-Finalmente, esta sección está dedicada a las conclusiones relacionadas con la investigación.

# Capítulo 2

## Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

### 2.1. Conceptos generales

Los SEP's desempeñan un papel importante para el progreso de una nación, son los encargados de hacer llegar la energía eléctrica al destino en donde se le requiere. Por consiguiente, cuando hay un crecimiento, la red debe adaptarse a las nuevas demandas que se presentan, utilizando lazos cada vez más complejos para cumplir con su principal objetivo. Cabe señalar que un SEP, es una red con componentes eléctricos los cuales se clasifican en cuatro principales partes. La primera consta de las centrales generadoras de electricidad, la segunda por los transformadores, la tercera por las líneas de transporte, las cuales son las encargadas de la unión entre las centrales generadoras a los centros de transmisión así como también de distribución, y por último la demanda o carga [19].

El invento del transformador para la corriente alterna por L. Gaulard y J.D. Gibbs en París, Francia, fue un gran impulso para el desarrollo de redes eléctricas y el origen a los SEP en corriente alterna. Con ese invento, se facilitó en gran medida la transmisión de energía eléctrica a los puntos donde más se le necesitaba. Como resultado, para el año de 1889 se construyó la primera línea de transmisión de corriente alterna. La cual partía de Willamette Falls para llegar a Portland en Oregon, Estados Unidos de América. Fue una línea de transmisión de un solo hilo o monofásica con un nivel de voltaje de 4,000 Volts cubriendo una distancia de 21 kilómetros [19].

Sin embargo, no fue hasta que Nikola Tesla, creara el sistema polifásico, cuando realmente cobró relevancia. Las patentes de Tesla de máquinas eléctricas en corriente

alterna, así como transformadores y sistemas de transmisión fueron adquiridas por Westinghouse, formando las bases de lo que hoy en día conforma un sistema eléctrico de potencia en corriente alterna [11].

Para el año de 1917, según William D. Stevenson en su libro de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, las redes eléctricas existentes, funcionaban separadas entre sí, por lo que empezaron como sistemas aislados. La demanda eléctrica de la industria originó que tuviera puntos de entrega con gran potencia así mismo con seguridad en su funcionamiento. Por lo cual el concepto de interconexión de redes eléctricas empezó a tomar auge. La interconexión, tiene sus ventajas en su funcionamiento, una de las principales, es el bajo costo de operación. Esto es, porque requiere un menor número de máquinas de reserva para atender la demanda de electricidad imprevisible y fluctuante. Esta reducción de costos se lleva a cabo porque una compañía deja de invertir en máquinas que la mayor de tiempo funcionaba sin carga. Ahora bien, con la interconexión, una compañía puede pedir a otra la potencia faltante para la demanda de su sistema.

Sin embargo, la interconexión entre los SEP's planteó nuevos problemas en el funcionamiento de las redes. Si bien hoy en día, la mayoría de esos problemas han sido resueltos, cabe mencionar que un principio, por la interconexión, la intensidad de corriente se incrementó considerablemente ante una perturbación en el sistema, lo cual exigió que se replantearan las protecciones. Una perturbación tiene la capacidad de extenderse por los sistemas, causando daños a los componentes eléctricos de no ser que se instalen las protecciones adecuadas. Así mismo, las redes eléctricas interconectadas, deben de cumplir con una serie de requisitos para su correcto funcionamiento. Una de ellas es que deben de operar bajo la misma frecuencia nominal [28].

En la actualidad, los sistemas de potencia manejan frecuencias de 50 Hz y 60 Hz. La justificación de estas magnitudes se debe principalmente en el ahorro económico para la construcción de los componentes que conforma un sistema. Cuanto más grande la frecuencia, menor es la sección transversal de un núcleo de hierro. Si el núcleo es menor las espiras son de menor longitud y así es como se obtiene una reducción en costos de manufacturación. Para la transmisión en corriente alterna, la frecuencia de 60 Hz tiene una ventaja económica con respecto a la de 50 Hz. Debido a que en distribución el número de transformadores es alto en comparación a Transmisión la ganancia que se obtiene en materiales para la construcción de los transformadores se estima entre un 10 % a un 15 %. Sin embargo, para líneas largas la frecuencia de 50 Hz resulta más atractiva que la de 60 Hz. Obteniendo una mejor eficiencia en su transmisión,



o mayores que las fuerzas perturbadoras, que permiten establecer un estado de equilibrio entre los elementos [19].

Mantener la estabilidad en un sistema, significa conservar el sincronismo entre varias máquinas generadoras. Cuando ocurre una perturbación, bajo una condición de demanda estable, posteriormente ante tal evento, se reajustan los ángulos de tensión de las máquinas síncronas. Si el sistema desarrolla la habilidad de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, esto nos da como resultado una nueva condición de operación en estado estable. De igual forma, cuando un sistema mantiene su estabilidad, permite suministrar a la demanda un nivel de tensión y frecuencia constantes todo momento. Lo cual no es una tarea fácil. De hecho, conforme se van interconectando cada vez más sistemas, la tendencia es que se haga más difícil. Los estudios de estabilidad en los sistemas surgieron cuando empezó la interconexión, hace más de 100 años. Es un tema dominado para los SEP's, sin embargo, no obsolecente ante la nueva demanda y tecnologías de generación emergentes.

Por otra parte, la definición de estabilidad nos introduce con el concepto de límite de estabilidad, el cual, se define como el máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto particular determinado del sistema [19]. Los términos de estabilidad y límite de estabilidad son aplicables tanto al régimen permanente como al transitorio. Así mismo nos conduce a la definición del límite de estabilidad en régimen permanente, la cual, refiere al máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumente la energía gradualmente. Mientras tanto, la definición para el límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado, sin pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación [19]. Los términos de régimen permanente, así como transitorio, en estabilidad, son aplicables para los conceptos de estabilidad de ángulo, frecuencia y voltaje.

## 2.2. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

El capítulo anterior se definió el concepto de estabilidad en un SEP, el cual nos lleva a concluir la capacidad que tiene el sistema para contrarrestar las fuerzas perturbadoras para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. Para realizar un estudio de estabilidad en un SEP, se deben de tomar en cuenta dos principales factores que debemos de enfatizar. El primero, es el concepto de una perturbación, y el segundo se refiere a los componentes del sistema. Este último es de suma importancia puntualizar en las máquinas síncronas. En las siguientes secciones se realizará una revisión de conceptos donde se explicará el fenómeno de la estabilidad en un sistema, haciendo énfasis en el concepto de perturbación y en el comportamiento de la máquina síncrona.

### 2.2.1. Perturbación en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Los SEP's normalmente están expuestos a contingencias asociadas por factores externos tales como condiciones meteorológicas o a fallas en su operación. A este tipo de contingencias se le denomina perturbaciones, ya que llega alterar el equilibrio en el cual se encuentra un sistema. Un SEP debe mantener un equilibrio entre la demanda y la generación. Dicho en otras palabras, lo que se genera, debe de consumirse. Cualquier evento que altere ese balance en el sistema conlleva a una perturbación.

Los efectos provocados por un contacto en los conductores que conforman las líneas de transmisión-distribución a tierra o bien entre ellos mismos nos lleva al concepto de cortocircuito. Los cortocircuitos tienen múltiples causas, pueden ser de origen eléctrico (falla en el aislamiento del conductor), mecánico (una rotura en el conductor o en los aisladores), atmosférico (por el alcance de un rayo en las líneas), o bien por fallas en la operación del sistema (Una apertura repentina de un seccionador).

En los SEP's existen dos tipos de fallas o cortocircuitos. La falla simétrica y las asimétricas, todas ellas en un sistema trifásico.

Fallas simétricas: También denominadas falla balanceada, son las más severas o bien las que más afectaciones pueden llegar a ocasionar a los componentes. Ocurren cuando se presenta un cortocircuito entre las tres fases. Pueden ser de dos tipos, contacto entre conductores Fase-Fase-Fase o contacto entre conductores Fase-Fase-Fase a Tierra [24], como se muestra en la Figura 2.2, donde  $Z_f$ , es la impedancia de falla.

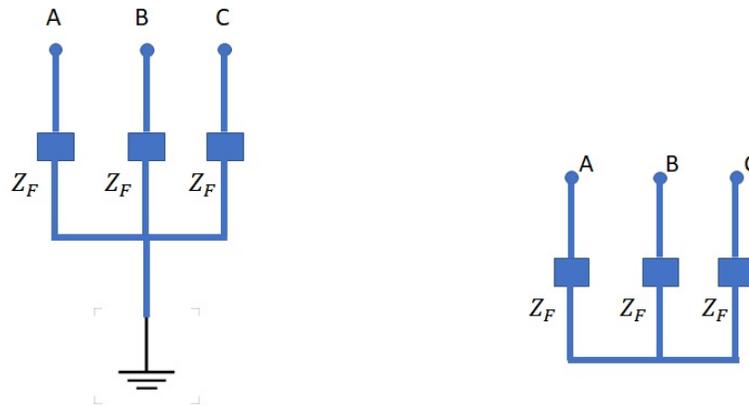


Figura 2.2: Falla simétrica Fase-Fase-Fase-Tierra y Fase-Fase-Fase. Imagen de elaboración propia

**Fallas asimétricas:** Ocurren cuando uno de los conductores presenta un contacto, ya sea a tierra o a otro y son tres tipos. Fase a Tierra, Fase a Fase y por último Doble Fase a Tierra.

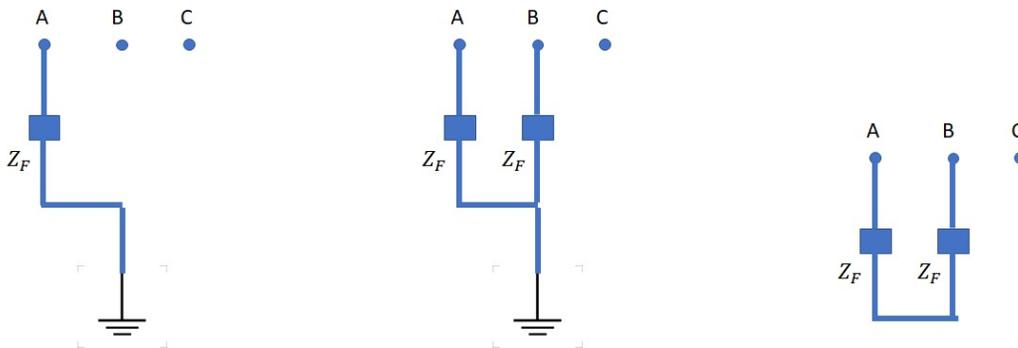


Figura 2.3: Falla asimétrica Fase-Tierra, Fase-Fase-Tierra y Fase-Fase. Imagen de elaboración propia

En el caso de un SEP, que se conforma por redes trifásicas, la eventualidad o falla que tiene más ocurrencia, es la falla asimétrica tipo Fase a Tierra, con un porcentaje alrededor del 70 % de ocurrencia. En caso contrario, con un porcentaje de ocurrencia del 2 %, las fallas simétricas son las que menos se presentan.

### 2.2.2. Efecto del Cortocircuito en Máquina Síncrona

En la Figura 2.4 se puede apreciar un oscilograma de la corriente de fase del generador síncrono bajo el efecto del corto circuito. El generador muestra un alto valor de corriente, que tiende a disminuir a través del dominio del tiempo, como se muestra, se pueden apreciar tres periodos, el primero con el valor más grande de corriente  $I''$ , se le denomina periodo subtransitorio, el segundo asociado con la corriente  $I'$

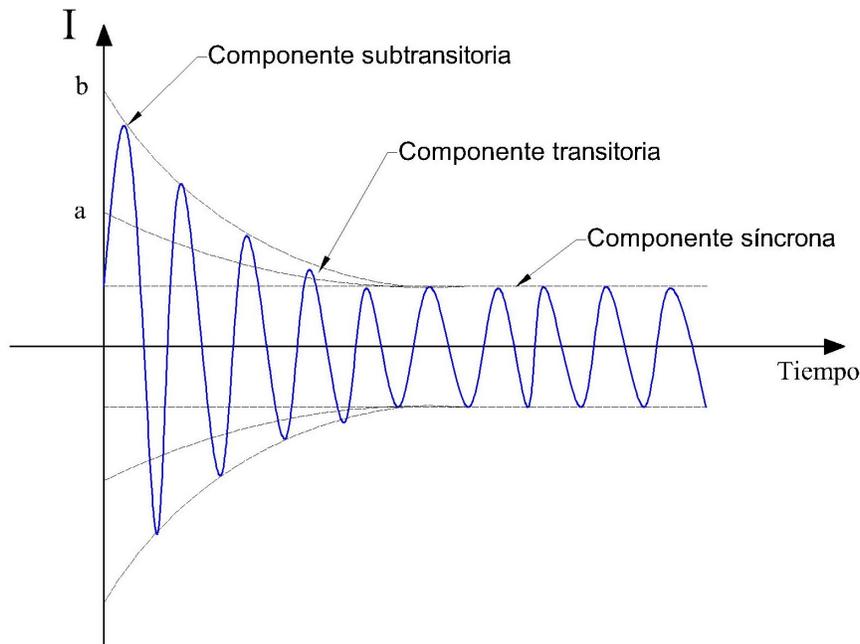
, se denomina periodo transitorio, el tercer periodo está asociado con la corriente  $I$ , y se denomina periodo en estado estable. Además las corrientes asociadas con estos periodos se denominan corriente subtransitoria, transitoria y sostenida o síncrona, existiendo reactancias asociadas con estas corrientes y que se denominan:  $X_d''$ ,  $X_d'$ ,  $X_s$  y cuyos nombres son reactancia subtransitoria, transitoria y síncrona, respectivamente. Una vez conocidos los valores iniciales de  $I'(I_0')$ , de  $I''(I_0'')$ , así como la componente de corriente síncrona,  $I_s$ , las reactancias de la máquina se determinan como:

$$X_s = \frac{E}{I_s} \quad (2.1)$$

$$X_d' = \frac{E}{I_s + I_0'} \quad (2.2)$$

$$X_d'' = \frac{E}{I_s + I_0' + I_0''} \quad (2.3)$$

Donde la reactancia síncrona, se define como la relación de la corriente de campo a corriente de armadura normal, sobre la corriente de corto circuito sostenida a la corriente a voltaje normal de circuito abierto,  $E$ , (línea a hierro).[5].



**Figura 2.4:** Periodo subtransitorio, transitorio y síncrono en la máquina síncrona. Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

## 2.3. Estabilidad de Voltaje, Frecuencia y Ángulo

En la Figura 2.5, muestra las categorías que existen para el estudio de la estabilidad en un SEP. Realizar un análisis de estabilidad, requiere de profundizar en cada una de las categorías para hacer extenso el estudio. De ahí que, un análisis en las diferentes áreas proveerá información conveniente para detectar los factores que contribuyen a la inestabilidad. Este factor se manifiesta de diferentes maneras, depende de cómo opera el sistema, así como también su configuración.

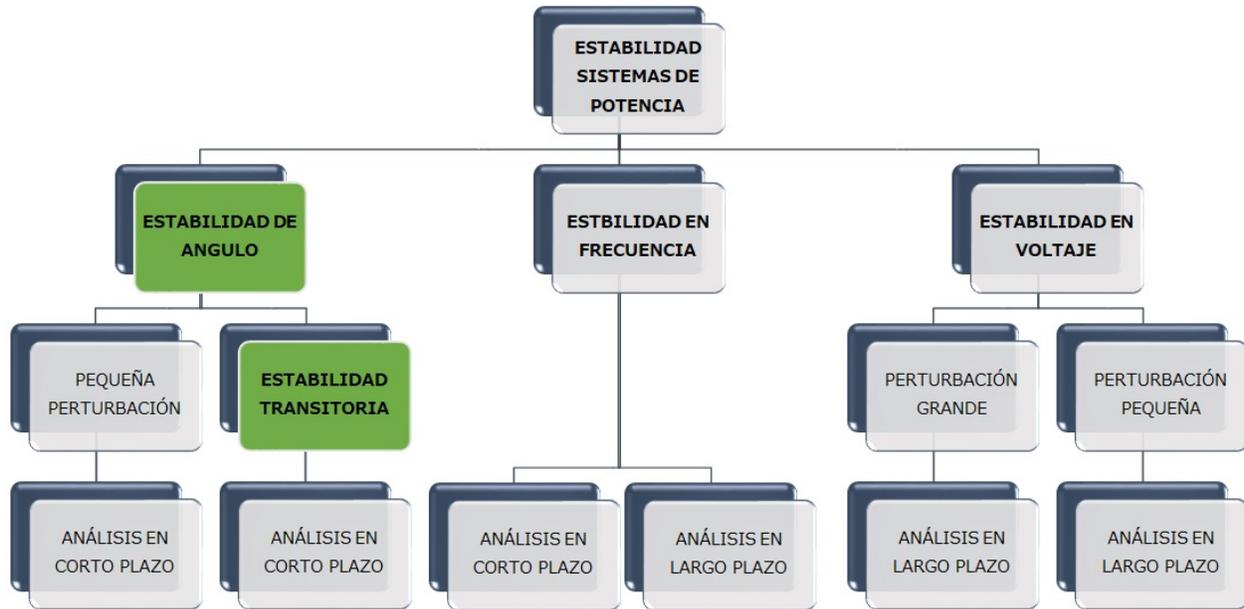


Figura 2.5: Estabilidad en Sistemas de Eléctricos de Potencia. Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

### 2.3.1. Estabilidad de Voltaje

Este tipo de estabilidad en un SEP se refiere cuando existe un nivel de voltaje constante en todos los nodos, después de someterse a una perturbación. La inestabilidad de voltaje da como resultado una caída en el nivel de voltaje o en caso contrario un aumento progresivo en las barras. El principal factor que causa la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de energía reactiva.

Un criterio para la estabilidad del voltaje es que, en una condición de operación dada para cada nodo del sistema, la magnitud del voltaje del nodo aumenta a medida que la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo se incrementa. Un sistema tiene voltaje inestable si, para al menos un nodo en el sistema, la magnitud del voltaje de la barra ( $V$ ) disminuye a medida que la inyección de potencia reactiva ( $Q$ ) en la misma barra aumenta. En otras palabras, un sistema es estable en voltaje si  $V-Q$  es positiva para cada barra y en caso contrario si  $V-Q$  es negativa. Para fines de análisis, es útil

clasificar la estabilidad de voltaje en dos categorías:

**Estabilidad de voltaje de gran perturbación:** se refiere a la capacidad de un sistema para controlar voltajes después de grandes perturbaciones, como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias en las redes. Esta capacidad está determinada por las características de la demanda del sistema, así como también de las interacciones de los controles y protecciones continuos, así como también discretos. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos. Por lo tanto, se requieren simulaciones en el dominio del tiempo a largo plazo para este tipo de análisis.

Un criterio para la estabilidad del voltaje de gran perturbación es que, después de una perturbación dada y después de las acciones de control del sistema, los voltajes en todos los nodos alcancen niveles aceptables de estado estable [21].

**Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación:** se refiere a la capacidad de un sistema para controlar voltajes después de pequeñas perturbaciones, como cambios graduales en la demanda del sistema. Esta forma de estabilidad está determinada por las características de la demanda, los controles continuos y los controles discretos en un momento dado. Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo responderá el voltaje del sistema a los pequeños cambios del sistema. Los elementos básicos que contribuyen a la inestabilidad del voltaje con pequeñas perturbaciones son de naturaleza estable. Por lo tanto, el análisis estático se puede utilizar de manera eficaz para determinar los márgenes de estabilidad. Eso nos lleva a identificar factores que influyen en la estabilidad y examinar una amplia gama de condiciones del sistema y una gran cantidad de escenarios después de una perturbación.

Un criterio para la estabilidad del voltaje de pequeña perturbación es que, en una condición de funcionamiento dada para cada barra del sistema, la magnitud del voltaje de la barra aumenta a medida que aumenta la inyección de potencia reactiva en la misma barra. Un sistema es inestable en voltaje si, para al menos una barra del sistema, la magnitud del voltaje del bus ( $V$ ) disminuye a medida que aumenta la inyección de potencia reactiva ( $Q$ ) en el mismo bus [21].

### 2.3.2. Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia en un SEP se refiere a la capacidad para mantener una frecuencia continua, así como también estable luego de haberse sometido a una pertur-

bación. La definición de estabilidad que se ha manejado hasta el momento es aplicable para cada una de las categorías que se están presentando. Por consiguiente, en estabilidad de frecuencia, depende del sistema para mantener, así como también restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda.

Para entender mejor el balance que debe de existir, cuando se presenta un aumento en la demanda de un sistema, aumenta el par electromagnético de las máquinas síncronas que están generando por consiguiente los generadores empiezan a frenarse y la frecuencia disminuye paulatinamente. Para evitar que estos desbalances o perturbaciones terminen en un mal funcionamiento operativo de los equipos y al colapso del sistema, existen las respuestas o controles o regulaciones de frecuencia [21].

### 2.3.3. Estabilidad de Ángulo

En esta sección, se discute de una manera más específica sobre los conceptos que aplican para este tipo de análisis. La estabilidad de ángulo se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas en un SEP, de permanecer en sincronismo. El estudio se centra en las oscilaciones electromecánicas que se presentan en el sistema, siendo el principal factor en este análisis, la forma en que varían la potencia de salida en cada una de las máquinas síncronas a medida que oscilan sus rotores. Es de suma importancia, para poder entender este análisis la revisión de las características de la máquina síncrona.

Una máquina síncrona tiene dos elementos esenciales: el campo y la armadura. Normalmente, el campo está en el rotor y la armadura está en el estator. El devanado de campo se excita con corriente continua. Cuando el rotor es impulsado por un motor primario (turbina), el campo magnético giratorio del devanado de campo induce voltajes alternos en los devanados inducidos del estator. La frecuencia de las tensiones alternas inducidas y de las corrientes resultantes que fluyen en los devanados del estator cuando se conecta una carga depende de la velocidad del rotor. La frecuencia de las magnitudes eléctricas del estator se sincroniza así con la velocidad mecánica del rotor: de ahí la denominación "máquina síncrona"[21].

Cuando dos o más máquinas síncronas están interconectadas, las tensiones y corrientes del estator de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y la velocidad mecánica del rotor de cada una de estas. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas síncronas interconectadas deben estar sincronizados.

La disposición física (distribución espacial) de los devanados del inducido del estator es tal que las corrientes alternas variables en el tiempo que fluyen en los devanados trifásicos producen un campo magnético giratorio que, en funcionamiento en régimen permanente, gira a la misma velocidad que el rotor.

Cuando los campos del estator y del rotor de la máquina síncrona, interaccionan entre sí, da como resultado un par electromagnético al momento de alinearse. En un generador, este par electromagnético se opone a la rotación del rotor, de modo que el motor primario debe aplicar un par mecánico para sostener el movimiento rotatorio. La salida del par eléctrico del generador se cambia solo cambiando la entrada de par mecánico por parte del motor primario. El efecto de aumentar la entrada del par mecánico nos lleva avanzar el rotor a una nueva posición en relación con el campo magnético giratorio del estator. Por el contrario, una reducción del par mecánico en la entrada de energía retardará la posición del rotor. En condiciones de funcionamiento de estado estable, el campo del rotor y el campo giratorio del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos dependiendo del par eléctrico de salida del generador. En un motor síncrono, las funciones de los pares eléctricos y mecánicos se invierten en comparación con las de un generador. El par electromagnético sostiene la rotación mientras que la carga mecánica se opone a la rotación. El efecto de aumentar la carga mecánica es retardar la posición del rotor con respecto al campo giratorio del estator [21].

Para un análisis más extenso en la estabilidad de ángulo de un SEP, es conveniente clasificar la estabilidad de ángulo en dos secciones. La primera en estabilidad de Pequeña Señal y la segunda en estabilidad Transitoria.

### Estabilidad de Ángulo Pequeña Señal

La estabilidad en pequeña señal, se refiere a la capacidad del SEP para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones pueden llegar a presentarse como cambio o variaciones en la demanda o en la generación. En otras palabras en el comportamiento dinámico del sistema.

La inestabilidad en esta categoría llega a presentarse en dos formas. La primera por un aumento constante en el ángulo del rotor, debido a la faltante de par de sincronización. Y el segundo por oscilaciones crecientes en su amplitud debido a la faltante de par de amortiguación. La respuesta que tiene el sistema ante estas eventualidades,

está ligado a su configuración así como también a la operación. El sistema de transmisión como también el tipo de controles que existen para la excitación del generador determinan en el comportamiento ante estas perturbaciones.

El periodo de evaluación para este tipo de análisis es del orden de 10 a 20 segundos después de una perturbación. En resumen, el problema de estabilidad de pequeña señal se centra en la carencia que tiene el sistema para amortiguar las oscilaciones.

## 2.4. Estabilidad Transitoria

La mayoría de la potencia eléctrica usada en los sistemas eléctricos es generada mediante las máquinas síncronas, impulsadas ya sea por turbinas hidráulicas, turbinas de vapor o motor de combustión. Por lo que es de suma importancia el generador síncrono en la generación de electricidad. Como antes se ha mencionado, para realizar un análisis en estabilidad transitoria en un SEP es de suma importancia conocer las propiedades mecánicas como también eléctricas de los generadores síncronos, ya que después de una perturbación en el sistema, las máquinas deben de ajustar los ángulos de potencia para cumplir las nuevas condiciones de transferencia. El problema de estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los SEP's. La salida de la potencia de los generadores síncronos varía a medida que oscilan los rotores. Por ello es de suma importancia realizar una revisión a los conceptos básicos de la máquina síncrona.

### 2.4.1. Máquina Síncrona

Las partes principales de la máquina síncrona trifásica, como se muestra en la Figura 2.6, consta de dos devanados principales. El campo y el de armadura. El devanado de campo es alimentando con una fuente de corriente directa para producir el campo magnético fijo que induce el voltaje de corriente alterna en el devanado de armadura, una vez que este en movimiento el campo. La máquina síncrona es una máquina doblemente excitada. Esto es porque el campo está conectado a una fuente de corriente directa y la armadura se conecta a una fuente de alimentación de corriente alterna. Los devanados de la máquina están desplazados  $120^\circ$  eléctricos entre ellos. Unos de los principales beneficios de trabajar con este tipo de máquinas, es que se puede operar con factor de potencia unitario, en atraso o en adelanto, solamente manipulando la corriente del devanado.

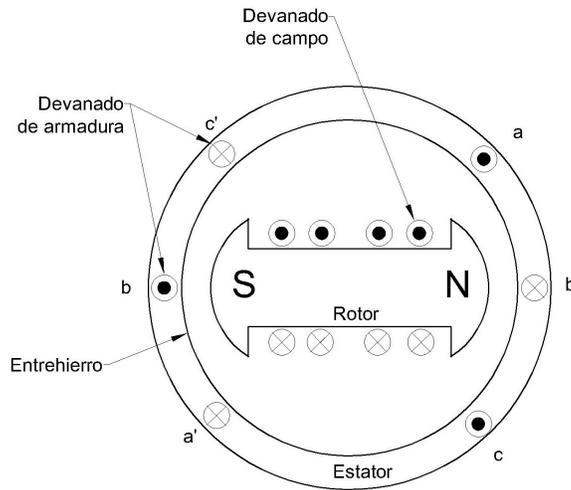


Figura 2.6: Partes de una máquina síncrona trifásica. Imagen de elaboración propia, fuente: [31]

**Estator:** También conocido como devanado de armadura, se conecta a una fuente trifásica. La velocidad del campo magnético de la armadura se determina en la siguiente ecuación:

$$n_{sin} = \frac{120f}{p} \quad (2.4)$$

Donde  $n_{sin}$ , es la velocidad síncrona en revoluciones por minuto (RPM) y  $f$  es la frecuencia del sistema en Hz y  $p$  es el número de polos de la máquina.

**Rotor:** También conocido como devanado de campo. Es alimentado por una fuente de corriente directa controlando la magnitud del campo. Dependiendo de la velocidad de la máquina se tienen dos tipos de rotores: los rotores de polos lisos o de alta velocidad y los de polos salientes de baja velocidad. Las turbinas hidráulicas utilizan generadores síncronos de polos salientes ya que operan a baja velocidad de igual forma utilizan un mayor número de polos para proporcionar la frecuencia nominal del sistema. Por el otro lado las turbinas de vapor y de gas, operan una velocidad mayor, lo cual los generadores síncronos utilizados tienen polos lisos. Al operar a altas velocidades el número de polos de estos generadores son de dos o cuatro.

Cuando dos o más máquinas síncronas están interconectadas, los voltajes y corrientes del estator, así como también del rotor, deben tener la misma frecuencia. Los campos del estator y el rotor interactúan entre sí, como resultado el par electromagnético tiende a alinear los campos. En el caso del generador, este par se opone a la rotación del rotor. La salida de la potencia o par eléctrico del generador cambia cuando hay modificaciones en el par mecánico. En condiciones de estado estable, el campo del rotor y el campo giratorio del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos según la potencia o par eléctrico del generador.

### 2.4.2. Relación entre la Potencia y el Ángulo

Uno de los efectos que mayor tiene relevancia en la estabilidad de un sistema es la relación entre la potencia y las posiciones angulares de los rotores de las máquinas síncronas. Esta relación entre el par y la potencia es no lineal.

La potencia transferida de un generador a un motor síncrono está en función del desplazamiento angular,  $\delta$  la cual se mide en grados eléctricos, entre los rotores de ambas máquinas, tal como se muestra en la Figura 2.7. Esta separación angular se debe a tres componentes: la primera, el ángulo interno del generador  $\delta_G$  (ángulo por el cual el rotor del generador lidera el campo giratorio del estator); la segunda la diferencia angular entre los voltajes del generador y el motor  $\delta_L$  (ángulo por el cual el campo del estator del generador conduce la del motor); y la tercera el ángulo interno del motor  $\delta_M$  (ángulo por el cual el rotor se retrasa con respecto al campo del estator giratorio)[20].

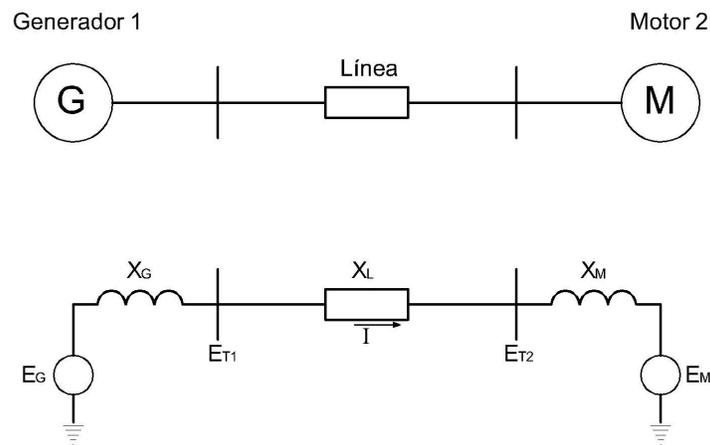


Figura 2.7: Circuito equivalente de la potencia transferida del Generador al Motor. Imagen de elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 2.8, un aumento del desplazamiento angular ( $\delta$ ) está acompañado por una disminución en la transferencia de potencia ( $P$ ), de modo que la separación angular se incrementa considerablemente. Se produce inestabilidad, si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor. La potencia transferida del generador hacia el motor se describe mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad \text{donde} \quad X_T = X_G + X_L + X_M \quad (2.5)$$

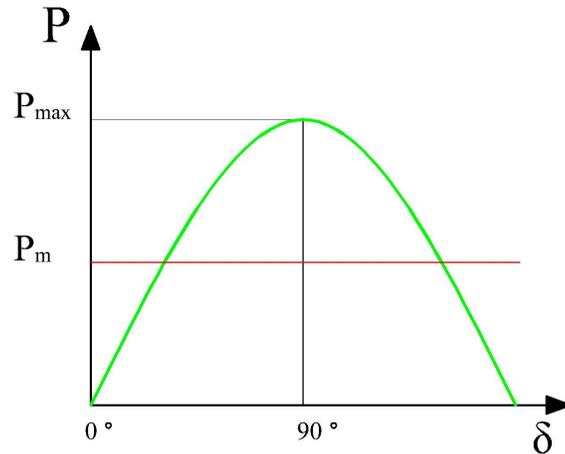


Figura 2.8: Curva de la Potencia-Ángulo. Imagen de elaboración propia

Donde,  $(E_G)$  es el voltaje del generador,  $(E_M)$  es el voltaje del motor,  $(X_G)$  es la reactancia del generador,  $(X_M)$  es la reactancia del motor,  $(X_L)$  es la reactancia de la línea, por último  $(X_T)$  es la reactancia total la cual es la suma de la reactancia del generador, motor y línea. Cuando el SEP se encuentra en equilibrio o en estado estable, hay un balance entre el par de entrada y el par eléctrico de salida de cada máquina que compone a una velocidad constante. Sin embargo, si el SEP sufre alguna perturbación, el balance se termina. Dando como resultado una aceleración o desaceleración en el rotor de la máquina de acuerdo con las leyes dinámicas del rotor. Si un generador temporalmente acelera más rápido que las otras máquinas, la posición angular del rotor avanzará con respecto a la otra máquina más lenta. La diferencia angular da como resultado una transferencia de carga desde la máquina con velocidad más lenta hacia la más rápida. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por ende el desplazamiento angular.

La relación del ángulo de potencia es no lineal. Con esto, un incremento en el desplazamiento angular está relacionado con la disminución de la potencia transferida, para el escenario donde el desplazamiento angular  $(\delta)$  a sobrepasado los 90 grados, obtenido un ángulo de separación en adelante provocando la inestabilidad del sistema. Cuando una máquina pierde el sincronismo con el resto del sistema, el rotor opera a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar voltajes a la frecuencia del sistema.

Cuando se somete a una perturbación al SEP, el cambio del par eléctrico de una máquina síncrona se puede resolver en dos componentes de la siguiente ecuación:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.6)$$

Donde  $T_S\Delta\delta$  es la componente del cambio del par en fase con la perturbación del ángulo del rotor. Por otra parte  $\Delta\delta$  se le conoce como la componente del par en sincronización;  $T_S$  es el coeficiente de par de sincronización.

$T_D\Delta\omega$  es la componente del par en fase con la velocidad de desviación. Donde  $\Delta\omega$  se refiere al incremento de la frecuencia y  $T_D$  es el coeficiente de amortiguación del par.

### 2.4.3. Dinámica del Generador Síncrono

La dinámica de los generadores síncronos, tiene como relación a los sistemas en rotación. Como bien antes se ha mencionado en las secciones pasadas de esta tesis, la naturaleza de una perturbación es oscilatoria. Por lo que si el sistema permanece en estado estable, es por el amortiguamiento de dichas oscilaciones. El objetivo principal de este estudio es el comportamiento del desplazamiento angular de la máquina síncrona.

La energía cinética de un cuerpo en movimiento de rotación esta dada mediante la siguiente expresión:

$$E.C. = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (2.7)$$

Donde  $\omega$  es la velocidad angular en radianes por segundo (rad/s),  $J$  es el momento de inercia con respecto al eje de rotación en ( $kg \cdot m^2$ ). De acuerdo con esto, a las variables  $J\omega$ , se les denomina momento angular  $M$ , y está relacionado con la ecuación de la energía cinética de un cuerpo en movimiento de rotación, obteniendo la siguiente expresión: definido por la siguiente ecuación:

$$E.C. = \frac{1}{2}J\omega^2 = \frac{1}{2}M\omega \quad (2.8)$$

Despejando al momento angular, se obtiene:

$$M = \frac{2E.C.}{\omega} \quad (2.9)$$

Cuando  $M$  se calcula a partir de  $J\omega$ , sustituyendo el valor  $\omega$  por  $\omega_{syn}$ , velocidad síncrona de la máquina, se puede considerar como constante.

### 2.4.4. Ecuación de Oscilación

Cualquier diferencia entre el par mecánico y el par electromagnético de una máquina síncrona, causa una aceleración o desaceleración. Considerando que se deben de despreciar el par causado por el rozamiento mecánico, del aire y las pérdidas en el

núcleo de la máquina. Con esto  $T_s$  representa el par mecánico (en la flecha) y  $T_e$ , el par electromagnético. Los valores se consideran positivos para un generador, con el par mecánico en la entrada y en la salida el par eléctrico. Por lo tanto, el par que originará la aceleración de la máquina,  $T_a$ , está dado mediante la siguiente ecuación [21]:

$$T_a = T_s - T_e \quad (2.10)$$

Donde  $T_a$  será positivo, remarcando la aceleración cuando  $T_s$  es mayor que  $T_e$ . Para la potencia de aceleración ocupa la misma expresión 2.10 solo haciendo sustitución del par por la potencia obteniendo la siguiente expresión:

$$P_a = P_s - P_e \quad (2.11)$$

Donde  $P_s$  es la potencia mecánica en la flecha del generador y  $P_e$  la potencia eléctrica desarrollada. Dado que la potencia es igual al par por la velocidad angular, en la ecuación 2.12, la potencia de aceleración  $P_a$ , se expresa en megawatts,  $M$  en  $(kg \cdot m^2)$  y  $\alpha$ , que es la aceleración angular, en grados eléctricos por segundo al cuadrado, dando como resultado la siguiente expresión:

$$P_a = T_a \omega = J \alpha \omega = M \alpha \quad (2.12)$$

La aceleración  $\alpha$ , está en función de la posición angular  $\theta$ , del rotor

$$\alpha = \frac{d^2 \theta}{dt^2} \quad (2.13)$$

Como  $\theta$  varia en el tiempo, es conveniente medir la posición angular en referencia a un eje que gire a velocidad síncrona. Para este caso  $\delta$ , el desplazamiento angular en grados eléctricos, a partir del eje de referencia que gira en sincronismo,  $\omega_{syn}$  es la velocidad síncrona en grados eléctricos por segundo.

Por lo tanto, obtenemos la siguiente expresión:

$$\theta = \omega_{syn} t + \delta \quad (2.14)$$

Donde  $t$  es el tiempo. Realizando una doble derivada a la expresión 2.14 con respecto al tiempo  $t$ , obtenemos:

$$\frac{d^2 \theta}{dt^2} = \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2.15)$$

De la ecuaciones (2.12)(2.13) y (2.15), se obtiene:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_s - P_e \quad (2.16)$$

La ecuación 2.16, se denomina ecuación de oscilación. Donde el desplazamiento angular,  $\delta$ , para una máquina conectada a un bus infinito, es el ángulo de par utilizado en la ecuación 2.5. Esto es, dado que el desplazamiento angular es la diferencia entre el ángulo interior de la máquina y el ángulo del sistema giratorio síncrono de referencia, que en este caso, es el bus infinito. El momento angular  $M$  de una máquina, es constante ya que la velocidad de la máquina no difiere mucho de la velocidad de sincronismo a menos que sobrepase el límite de estabilidad. La potencia en la flecha de la máquina  $P_s$  se considera constante para la resolución de la ecuación.

Para el caso de la demanda, en un motor, la carga permanece constante, ya que la velocidad no varía. La reactancia transitoria se emplea para determinar las constantes generalizadas del circuito en la ecuación 2.5, cuando se desprecia la resistencia. La reactancia transitoria es el valor óptimo que se puede usar, ya que el rotor de la máquina cambia constantemente de posición, de modo que el flujo caería sobre el rotor.  $E_g$  y  $E_m$  son los voltajes detrás de la reactancia transitoria del generador y del motor. De la ecuación 2.5, la ecuación de oscilación se transforma en la siguiente expresión:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_s - \frac{|E_g| \cdot |E_m|}{|X|} \sin \delta \quad (2.17)$$

De igual forma se puede definir la siguiente expresión, donde  $P_{max}$  es la potencia transmitida del generador al motor:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_s - P_{max} \sin \delta \quad (2.18)$$

Cabe señalar que, para realizar un análisis de estabilidad transitoria, con una sola máquina conectada a un bus infinito, considerando la potencia,  $P_s$ , sea igual a cero, en una red puramente reactiva y voltaje constante, no es necesariamente resolver la ecuación de oscilación. El principio por el que se determina la estabilidad en condiciones de régimen transitorio sin resolver la ecuación de oscilación, es el llamado criterio de la igualdad de las áreas. Este método no aplica a sistemas que ocupen varias máquinas, es un método representativo que ayuda entender cómo influyen ciertos factores en la estabilidad en régimen transitorio.

Sin embargo, por cada máquina que conforma el sistema eléctrico, tratándose de un sistema con varias máquinas, debe de tener su propia ecuación de oscilación. Dicho lo

anterior, el conjunto de ecuaciones del sistema para lograr tener una solución formal, se debe de apoyar en la utilización de métodos numéricos así como también en un programa de cómputo. Al conjunto de ecuaciones de oscilación en un sistema dado, se puede expresar de una forma más general mediante la siguiente expresión [21]:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=i}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{donde} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.19)$$

Así mismo, se puede definir la ecuación de oscilación (2.16), en términos de la constante de inercia ( $H$ ). Donde la constante de inercia,  $H$  se define como la energía cinética almacenada en las masas rotatorias de la máquina, a velocidad nominal, en *watts · s*, dividido por la potencia aparente base ( $VA$ ). Teniendo como  $\omega_{syn}$ , como velocidad síncrona, la constante de inercia se define como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{syn}^2}{VA} \quad (2.20)$$

Sustituyendo, la constante de inercia,  $H$ , en la ecuación de oscilación 2.16, se obtiene la expresión que se utiliza con mayor frecuencia, para el análisis de estabilidad transitoria:

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_s - P_e \quad (2.21)$$

En la sección de la ecuación de oscilación para el estudio de estabilidad transitoria, la constante de inercia  $H$  debe determinarse, la cual  $H$  depende del tamaño y tipo de máquina. Cabe mencionar que cuando intervienen varias máquinas en un cierto punto, se deben considerar como una sola. La constante de inercia  $H$  de la máquina equivalente es la suma de todas las constantes de inercia que la conforman.

#### 2.4.5. Métodos numéricos

Para la solución de la ecuación de oscilación 2.16, en un SEP, el cual con lleva varias máquinas síncronas en su operación, es necesario el empleo de los métodos numéricos. Sin la solución de dicha ecuación un análisis en estabilidad transitoria no se puede llevar a cabo. Sin embargo, la solución conlleva un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales ordinarias, que con los métodos numéricos, se puede encontrar una solución aproximada. Los métodos numéricos son una serie de procedimientos mediante el cual se obtiene una solución numérica aproximada a ciertos problemas, que en este caso particular es la ecuación de oscilación, realizando cálculos aritméticos y lógicos para acercarse lo más posible a una solución aproximada de un problema. El proceso consta de una lista finita de instrucciones precisas, es decir, un algoritmo que producen la

solución o la aproximación a una solución.

La ecuación diferencial no lineal ordinaria, tiene la forma como se muestra a continuación:

$$\frac{dX}{dt} = f(X, t) \quad (2.22)$$

Donde  $X$  es el vector de  $n$  variables dependientes y  $t$  es la variable independiente (tiempo). El objetivo es resolver  $X$  en función del dominio del tiempo, ( $t$ ), teniendo en cuenta como valores iniciales a  $t$  igual a  $X_0$  y  $t_0$ , respectivamente. Las técnicas que más se utilizan para el desarrollo de esta ecuación son las siguientes:

1. Método de Euler
2. Método de Runge-Kutta
3. Método de punto a punto

Cada uno de los métodos tiene características propias que los hacen útiles para el desarrollo del problema. Sin embargo, para poder trabajar con los métodos descritos anteriormente, se debe de descomponer la ecuación de oscilación para la solución del problema de estabilidad.

#### Descomposición de la Ecuación de Oscilación

Como bien se ha explicado en la sección pasada de esta tesis, la ecuación de oscilación es de segundo orden. Es por ello por lo que se debe de realizar una descomposición, para trabajar un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden en condiciones iniciales. En un sistema multimáquina, con  $n$  generadores, como se ha descrito en la ecuación 2.21, se puede organizar obteniendo la siguiente expresión:

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_{syn}}{2H_i} (P_{mi}^0 - P_{ei}); \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.23)$$

Definiendo las siguientes variables como:

$$\delta_i = \angle \bar{E}_i' \quad (2.24)$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_r \quad (2.25)$$

Por lo tanto, se define la siguiente expresión:

$$\omega_r = \frac{\omega_{syn}}{2H_i} (P_{mi}^0 - P_{ei}); \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.26)$$

El vector de variables iniciales es:

$$\delta_i^0 = \langle \bar{E}_i^0 \rangle \quad (2.27)$$

$$\omega_r^0 = 0 \quad (2.28)$$

Con lo anterior,  $\delta_i$  y  $\omega_r$  son variables de estado. Por lo tanto,  $\omega_r$  denota la desviación de la velocidad síncrona causada por el par de aceleración de la falla.

### Método Euler

En la sección anterior se mostró como descomponer la ecuación de oscilación para la aplicación de los métodos numéricos descritos anteriormente. Ahora bien el método de Euler es un algoritmo numérico conveniente en muchos sentidos. Es fácil de entender y poner en marcha. Sin embargo, para trabajos numéricos donde se requiere un alto grado de precisión, no es la opción. Para ello hay algoritmos que por lo general son más precisos y requieren menos cálculos para lograr esa precisión. Por otra parte, este método también es conocido como el método de las tangentes, es un método de primer orden lo que significa que el error local es proporcional al cuadrado del tamaño del paso, y el error global es proporcional al tamaño del paso.

Dicho de otra forma, consiste en encontrar iterativamente la solución de una ecuación diferencial de primer orden y valores iniciales conocidos para un rango de valores. Partiendo de un valor inicial,  $x_0$ , y avanzando con un paso,  $h$ , se pueden obtener los valores de la solución de la siguiente manera [28]:

$$Y_{k+1} = Y_k + h \cdot f(x_k, y_k) \quad (2.29)$$

Donde  $Y$  es solución de la ecuación diferencial y  $f$  es la ecuación diferencial en función de las variables independientes. El tamaño del paso de integración se denota como  $\Delta t$ . Calculando la pendiente en el comienzo del intervalo de integración, desde la siguiente ecuación:

$$\frac{dx_t}{dt} = f(x_t) \quad (2.30)$$

El nuevo valor,  $x_{t+\Delta t}$  es calculado desde el valor anterior  $x_t$ , agregando el incremento  $\Delta t$ , por lo tanto tenemos la siguiente expresión:

$$x_{t+\Delta t} = x_t + \Delta x = x_t + \left( \frac{dx_t}{dt} \right) \Delta t \quad (2.31)$$

El método de Euler se puede apreciar en la Figura 2.9 dada una ecuación diferencial

de primer orden.

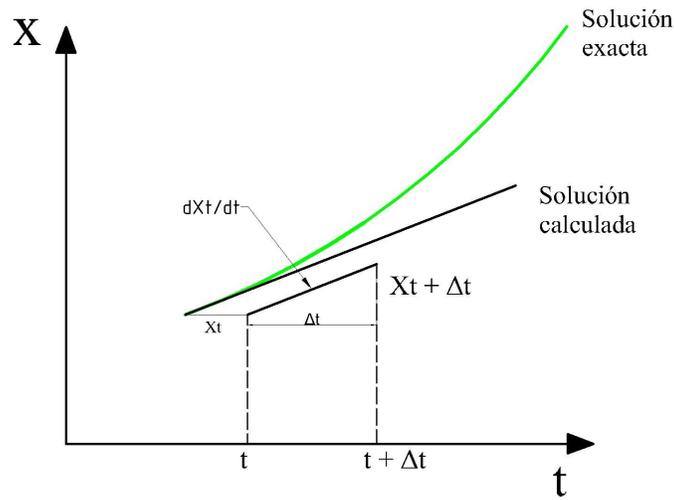


Figura 2.9: Método de Euler. Imagen de elaboración propia, fuente: [28]

### Método Euler Modificado

En el método de Euler Modificado se asume que la pendiente es constante en el tamaño del paso de integración, que se denota como  $\Delta t$ . Se puede obtener una mejora calculando la pendiente tanto al principio como al final del intervalo, y luego promediando estas pendientes [28]. En la Figura 2.10 se ilustra el Método de Euler modificado.

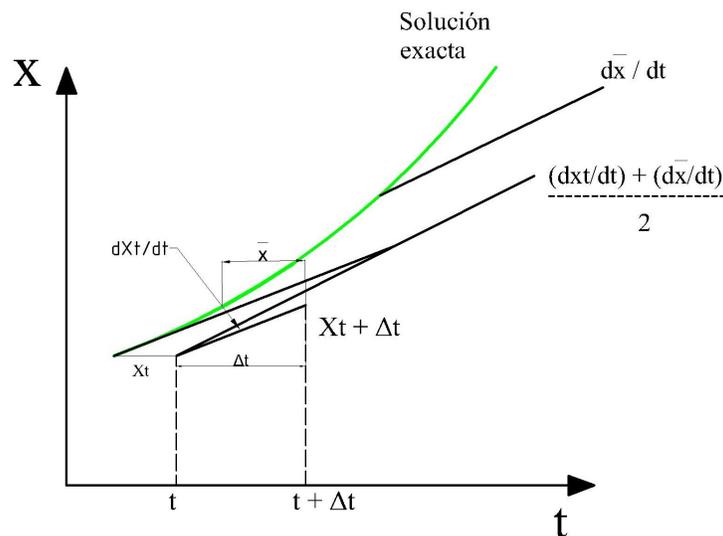


Figura 2.10: Método de Euler Modificado. Imagen de elaboración propia, fuente: [28]

La pendiente, en el principio del intervalo, se puede calcular desde la ecuación 2.30, además utilizando el valor preliminar de  $\tilde{x}$  se obtiene:

$$\tilde{x} = x_t + \left( \frac{dx_t}{dt} \right) \Delta t \quad (2.32)$$

La pendiente en  $\tilde{x}$  es calculada por:

$$\frac{d\tilde{x}}{dt} = f(\tilde{x}) \quad (2.33)$$

Por lo tanto, el nuevo valor es calculado, utilizando el promedio de la pendiente, obtenemos la siguiente expresión:

$$x_{t+\Delta t} = x_t + \frac{\left( \frac{dx_t}{dt} + \frac{d\tilde{x}}{dt} \right)}{2} \Delta t \quad (2.34)$$

Aplicando el modelo de Euler modificado para calcular  $\omega$  y el desplazamiento angular  $\delta$ , se procede con los intervalos donde se denota como  $\omega_t$  y  $\delta_t$  para cada uno:

$$\frac{d\delta_t}{dt} = \omega_t - \omega_{syn} \quad (2.35)$$

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{p_{ap.u.t} \omega_{syn}}{2H\omega_{p.u.t}} \quad (2.36)$$

Donde  $p_{ap.u.t}$  es la potencia por unidad calculada en el momento  $\delta = \delta_t$  y  $\omega_{p.u.t} = \frac{\omega_t}{\omega_{syn}}$ .

Sustituyendo en la ecuación:

$$\tilde{x} = x_t + \left( \frac{dx_t}{dt} \right) \Delta t \quad (2.37)$$

Con las variables anteriores se obtiene la siguiente expresión:

$$\tilde{\delta} = \delta_t + \left( \frac{d\delta_t}{dt} \right) \Delta t \quad (2.38)$$

$$\tilde{\omega} = \omega_t + \left( \frac{d\omega_t}{dt} \right) \Delta t \quad (2.39)$$

Para calcular las pendientes en  $\tilde{\delta}$  y en  $\tilde{\omega}$  se obtienen las siguientes expresiones:

$$\frac{d\tilde{\delta}}{dt} = \tilde{\omega} - \omega_{syn} \quad (2.40)$$

$$\frac{d\tilde{\omega}}{dt} = \frac{\widetilde{p_{ap.u.t}} \omega_{syn}}{2H\widetilde{\omega_{p.u.t}}} \quad (2.41)$$

Donde  $\widetilde{p}_{ap.u.t}$  es la potencia por unidad calculada en  $\delta = \widetilde{\delta}$  y  $\widetilde{\omega}_{p.u.t} = \frac{\widetilde{\omega}}{\omega_{syn}}$ . Sustituyendo las variables en la ecuación 2.34 se obtiene:

$$\delta_{t+\Delta t} = \delta_t + \frac{\left(\frac{d\delta_t}{dt} + \frac{d\widetilde{\delta}}{dt}\right)}{2} + \Delta t \quad (2.42)$$

$$\omega_{t+\Delta t} = \omega_t + \frac{\left(\frac{d\omega_t}{dt} + \frac{d\widetilde{\omega}}{dt}\right)}{2} + \Delta t \quad (2.43)$$

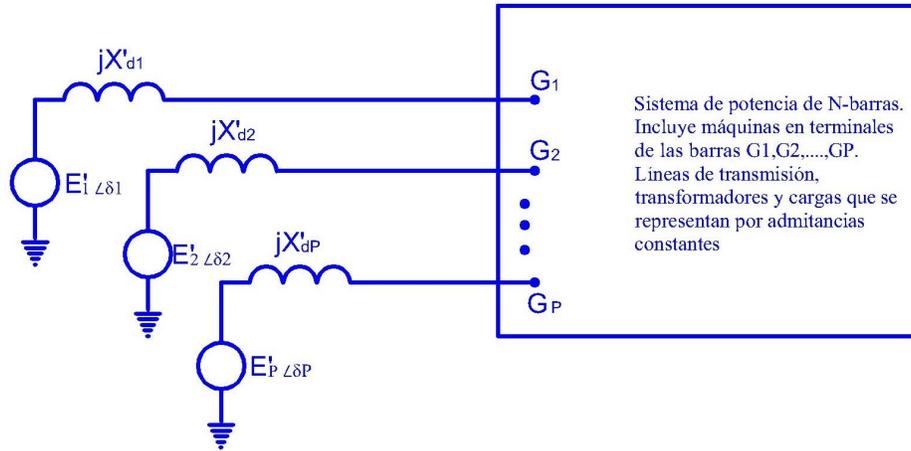
Este procedimiento, dado por las ecuaciones 2.35 - 2.36, comienza en  $t = 0$  con los valores iniciales específicos de  $\delta_0$  y  $\omega_0$  así mismo continúa con el proceso iterativo hasta  $t = T$ , en un tiempo final especificado.

Además del método de Euler, existen otros métodos numéricos, como Runge-Kutta, el método de Picard y el de Milne, método predictor-correcto. La comparación de los métodos muestra una compensación de precisión versus complejidad de cálculo. El método de Euler es relativamente un método simple de calcular, pero requiere un tamaño de paso pequeño  $\Delta t$  para mayor precisión. Algunos de los otros métodos pueden usar un tamaño de paso más grande para una mejor precisión, sin embargo, los cálculos son más complejos.

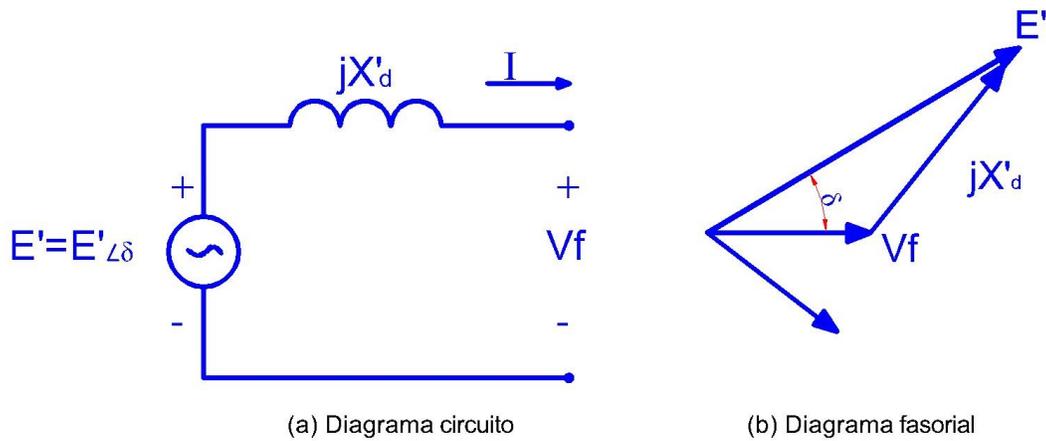
#### 2.4.6. Estabilidad en Sistema Multimáquina

Los métodos numéricos discutidos, en la sección 2.4.5, pueden usarse para resolver las ecuaciones de oscilación para un problema de estabilidad de varias máquinas. Sin embargo, se requiere de una metodología para calcular las potencias de salida de cada una de las máquinas para un SEP. La Figura 2.11 muestra un SEP general N-barras con  $P$  máquinas síncronas. Cada máquina es igual a la representada por el modelo simplificado de la Figura 2.12, y los voltajes internos de la máquina se indican como  $E'_1, E'_2, \dots, E'_P$ . Las terminales de la máquina  $P$  están conectados a las barras del sistema indicados  $G'_1, G'_2, \dots, G'_P$  en la Figura 2.13. Todas las cargas se modelan como admitancias constantes [28]. Escribiendo la Matrix para los nodos de la red, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{12} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V \\ E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.44)$$



**Figura 2.11:** SEP con N-barras para el estudio de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia, fuente: [28]

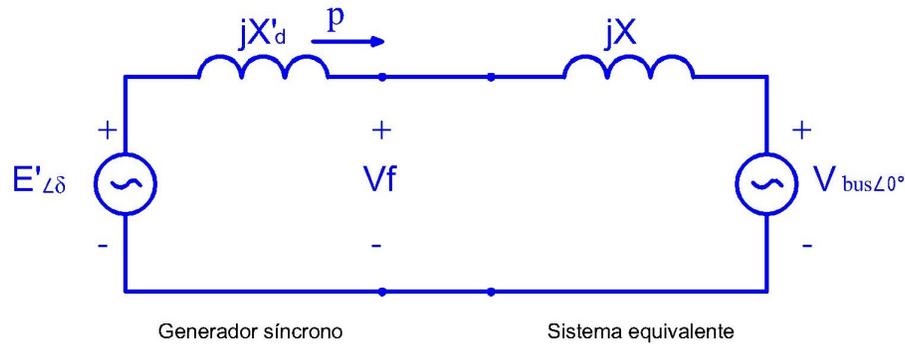


**Figura 2.12:** Modelo simplificado de la máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia, fuente: [28]

Donde

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_N \end{bmatrix} \tag{2.45}$$

Donde  $N$  es el vector para el Voltaje de las barras.



**Figura 2.13:** Generador síncrono conectado al sistema equivalente. Imagen de elaboración propia, fuente: [28]

$$V = \begin{bmatrix} E'_1 \\ E'_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ E'_M \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

Donde  $M$  es el vector para el voltaje de las Máquinas y finalmente

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_M \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

Donde  $M$  es el vector para la corriente de las Máquinas. Obteniendo la matriz, con  $N$  barras del sistema y  $M$  voltaje interno de las máquinas, a continuación:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{12} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Donde la ecuación 2.44 es la Matriz de admitancias de  $(N + M) \times (N + M)$ . La cual incluye las admitancias de la carga y de los generadores. Esto es, si la carga es conectada a una barra  $n$ , por lo tanto, las admitancias de carga son agregadas a la diagonal de

matriz  $Y_{11nm}$ . De igual forma,  $1/jX'_{dn}$  es agregado a la diagonal de la matriz  $Y_{11GnGn}$ .

$$\begin{bmatrix} 1 & & \\ \frac{1}{jX'_{d1}} & & 0 \\ & \frac{1}{jX'_{d2}} & \\ 0 & & \frac{1}{jX'_{dM}} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

De igual forma, el elemento de  $kmt$  de  $Y_{12}$  es:

$$Y_{12km} = \begin{cases} \frac{-1}{jX'_{dn}} & \text{si } k = G_n \text{ y } m = n \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (2.50)$$

Escribiendo la ecuación 2.44 como dos ecuaciones separadas, se obtiene:

$$Y_{11}V + Y_{12}E = 0 \quad (2.51)$$

$$Y_{12}^T V + Y_{22}E = I \quad (2.52)$$

Asumiendo que,  $E$  sea una ecuación lineal dentro del voltaje  $V$ , se puede resolver mediante métodos iterativos. Usando el método de Gauss-Seidel, el componente  $kth$  del voltaje  $V$  es:

$$V_k(i+1) = \frac{1}{Y_{11kk}} \left[ -\sum_{n=1}^M Y_{12kn} E_n - \sum_{n=1}^{k-1} Y_{11kn} V_n(i+1) - \sum_{n=k+1}^N Y_{11kn} V_n(i) \right] \quad (2.53)$$

Después de calcular el voltaje  $V$ , mediante el método iterativo, la corriente de la máquina se puede obtener mediante:

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_M \end{bmatrix} = Y_{12}^T V + Y_{22}E \quad (2.54)$$

Por lo tanto, la potencia real de salida de la máquina  $n$  es:

$$p_{en} = Re [E_n I_n^*] \quad n = 1, 2, \dots, M \quad (2.55)$$

El algoritmo resuelve alternativamente las ecuaciones de oscilación representando las máquinas y las ecuaciones de flujo de potencia algebraicas anteriores de un SEP. Se emplea el método numérico, como el Euler Modificado, para resolver las ecuaciones

de oscilación y el método iterativo de Gauss-Seidel para resolver las ecuaciones de flujo de potencia.

En la Figura 2.14 se muestra un resumen de los métodos a utilizar para el análisis de estabilidad transitoria y así obtener el ángulo de carga de la máquina síncrona.

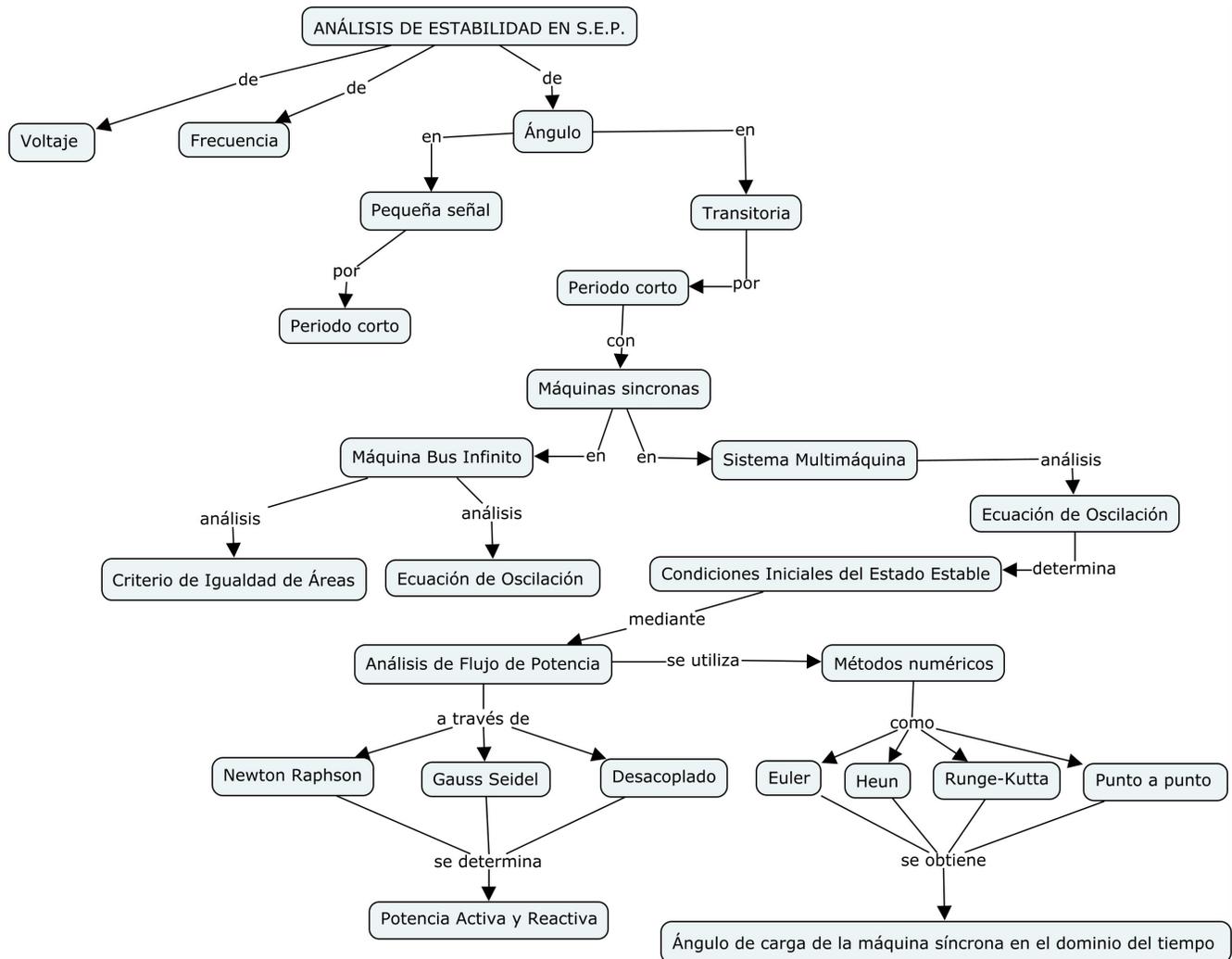


Figura 2.14: Mapa conceptual para el análisis de estabilidad transitoria. Imagen de elaboración propia.

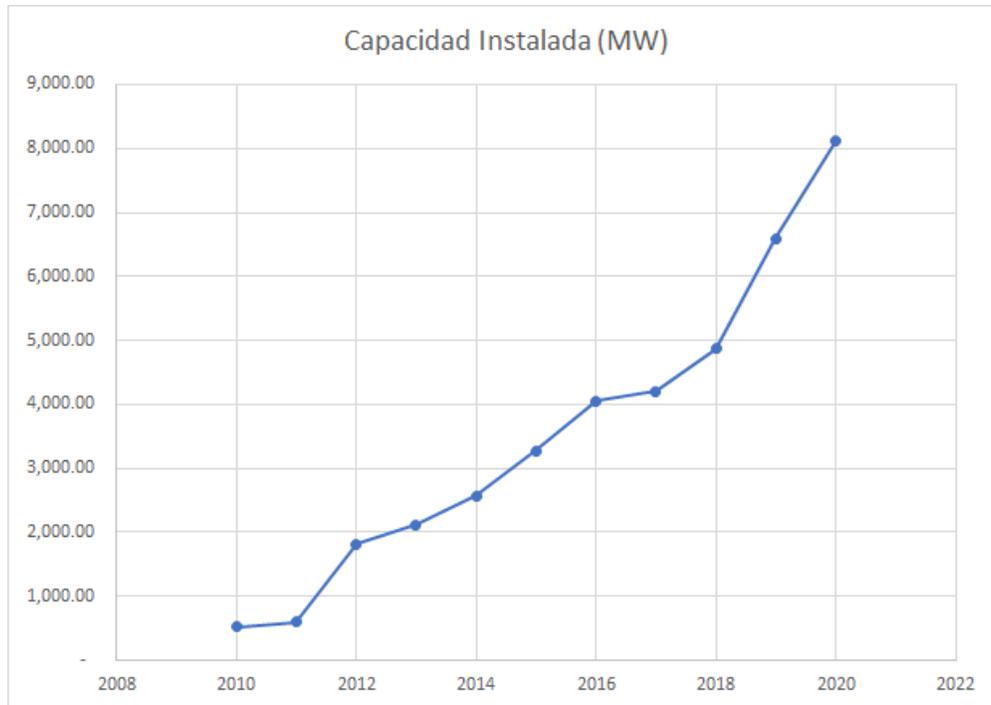
# Capítulo 3

## Energía Eólica

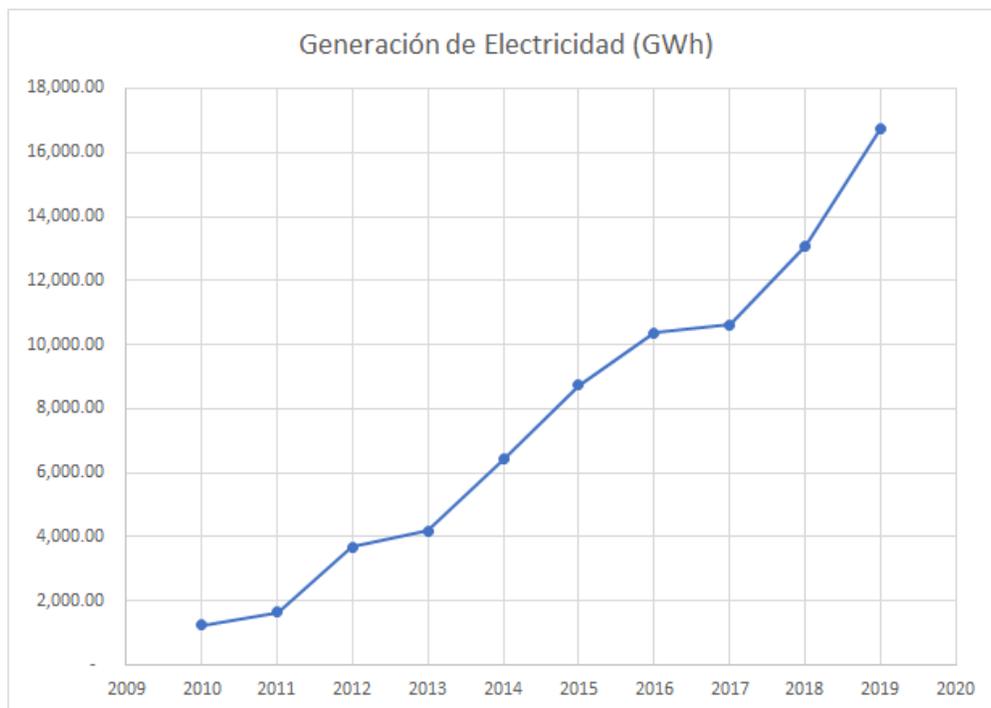
La energía eólica, en los últimos años, ha tenido un crecimiento significativo en el mundo, en parte por la tendencia a bajar sus costos de producción. Esto se pudo comprobar, con la capacidad instalada en Giga-Watts (GW), la cual para el año del 2007 solamente se contaba con 7.5 GW; para el año 2018 se incrementó a 564 GW, según IRENA en su artículo Renewable Capacity Statistics 2019.

En México, a pesar de las duras políticas que se han puesto en marcha en estos últimos años, se ha tenido un crecimiento a través de los años, en el uso de la energía eólica, como se muestra en la Figura 3.1, con una capacidad instalada para el año 2020 de 8.128 MW. Por otro lado, en la Figura 3.2 se puede apreciar que para el año 2018, la producción de energía eléctrica es del orden de 12.877 GWh.

Sin embargo, se deben de replantear las políticas públicas para las energías renovables, ya que el uso de estas, puede impulsar la diversificación en el suministro de energía eléctrica de México. Según IRENA en su artículo REmap 2030 [30], se puede reducir potencialmente la demanda del carbón en un 62 %, el gas natural en un 21 % y el petróleo en un 6 % para el 2030. México podría generar hasta el 46 % de su electricidad, o 280 Terawatts-hora (TWh), a partir de fuentes renovables cada año. Esto requeriría el despliegue de 30 GW de energía eólica y 20 GW de generación de energía solar fotovoltaica (FV), lo que podría representar un 26 % combinado de la generación total de energía para el 2030.



**Figura 3.1:** Capacidad instalada en MW de energía eólica en México. Imagen de elaboración propia, fuente: [30]



**Figura 3.2:** Producción de electricidad en GWh de energía eólica en México. Imagen de elaboración propia, fuente: [30]

### 3.1. Turbinas Eólicas

El aprovechamiento del recurso eólico por el hombre se ha utilizado desde la época de los persas, con los primeros molinos de viento, probablemente de eje vertical que se utilizaban para la molienda de granos, de igual manera cuando se inventaron los primeros, botes propulsados por el viento con sus mástiles y velas, por los egipcios. Con esto, tenemos el panorama que la energía del viento es una de las más antiguas aprovechadas por el hombre en conjunto con la energía térmica.

Partiendo que la energía eólica es una de las más antiguas utilizada por el hombre, es interesante estudiar la evolución de la tecnología para el aprovechamiento de este recurso. Las primeras máquinas que transformaban la energía del viento en movimiento mecánico, molinos de viento, utilizaban mecanismos meramente rudimentarios. Como antes se había mencionado, el recurso eólico, hoy en día en su mayoría, se emplea para la producción de energía eléctrica, con esto nos lleva a la introducción de los Sistemas de Conversión de Energía Eólica (WECS, por sus siglas en inglés), los cuales son los encargados de convertir la energía del viento en conjunto con electrónica de potencia, para transformarla en energía mecánica y esta a su vez, en energía eléctrica.

Para conocer cuanta potencia puede producir el viento, se determina, mediante una ecuación que toma en cuenta la potencia disponible del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular (que son las palas del rotor), la cual es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \quad (3.1)$$

Donde  $P$  es la potencia del viento,  $\rho$ , es la densidad del aire,  $A$ , es el área circular donde el viento disponible pasa perpendicularmente,  $v$  es la velocidad del viento y por último  $C_p$  es el coeficiente de potencia. Este coeficiente denota la relación entre la potencia aprovechada y la disponible del viento. Esta expresión nos indica que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad del mismo. La potencia eólica disponible es la máxima potencia que podríamos extraer al viento si pudiésemos convertir toda su energía cinética en energía útil. El límite de Betz, nos indica cuánta energía podemos transformar de la potencia eólica disponible, considerando los rozamientos tanto aerodinámicos como mecánicos, rendimientos del generador eléctrico, etc. solo puede convertir como máximo el 59.7 % [27].

El objetivo de esta sección, se basa en explicar cómo se conforman las Turbinas Eólicas, sus componentes principales, así como los diferentes tipos de configuraciones en los generadores eólicos como también sus topologías en los convertidores de potencia que usan los WECS.

## 3.2. Componentes Básicos

Las Turbinas Eólicas están compuestas por sistemas mecánicos externos y por componentes de los WECS. Estos últimos se conforman principalmente por, aspas, las cuales captan la energía cinética del viento, un generador, un convertidor en electrónica de potencia y el control. El principal objetivo de estos sistemas es el de convertir la energía cinética del viento en electricidad y esta, poder ser inyectada a un SEP para su aprovechamiento. Para finalidades de esta tesis, se dará un enfoque en las turbinas eólicas de eje horizontal donde se explicará sus diferentes partes que los componen. Los principales sistemas mecánicos externos de una Turbina Eólica horizontal son los siguientes:

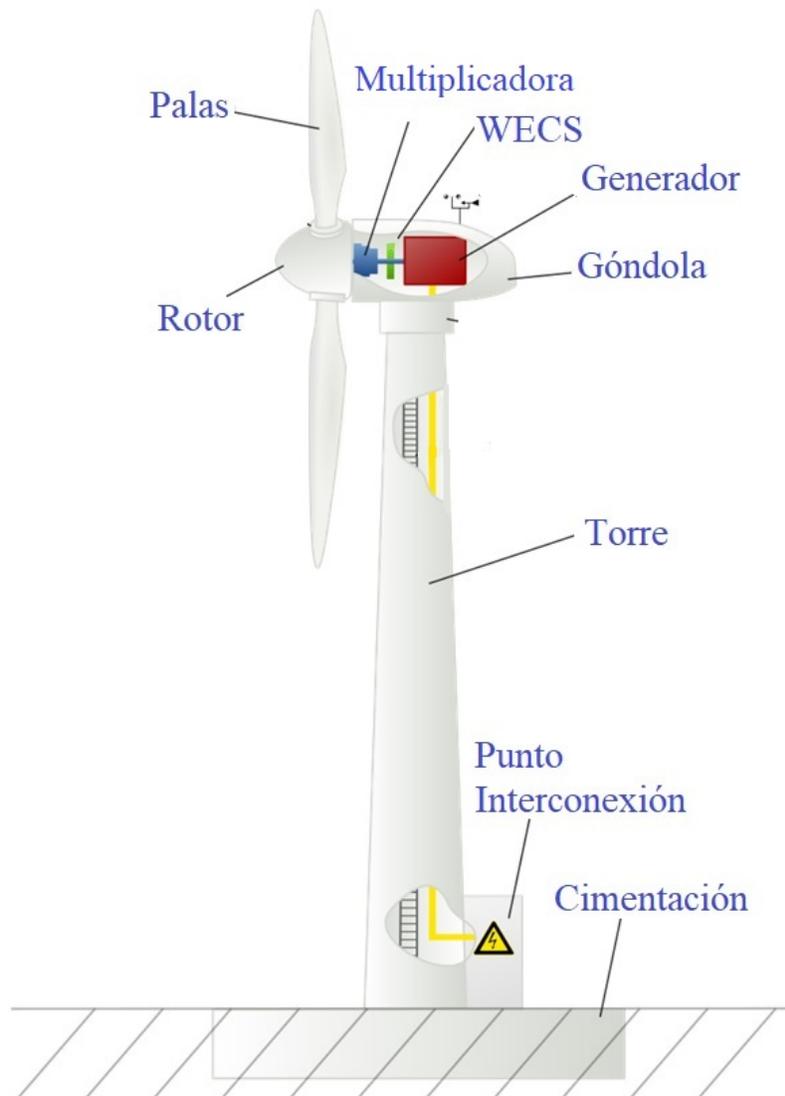
- Cimentación
- Torre
- Góndola
- Palas

Los principales componentes de los WECS de una Turbina Eólica horizontal son los siguientes:

- Rotor
- Generador
- Multiplicadora
- Convertidor

### Cimentación

La cimentación es la encargada de soportar el peso de la turbina eólica, manteniendo su posición sobre la cota horizontal, y de soportar las cargas de viento, que se oponen a la turbina eólica. La cimentación consta del anclaje y de la zapata. El anclaje se



**Figura 3.3:** Componentes principales de una Turbina Eólica. Imagen tomada de: Aerogenerador, Wikipedia, La enciclopedia libre, año última revisión 13 octubre 2021. Disponible en <https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador>

diseña como continuación de la torre, a la que se atornilla por medio de una brida interior, de manera que transmite los esfuerzos hacia la zapata, la cual esta hecha de hormigón, de forma cuadrada o circular y está reforzada por mallas de acero.

## Torre

La torre es una estructura tronco cónico, encargada de soportar la góndola y el rotor. Las turbinas eólicas por lo general deben de estar en una altura en la cual, la velocidad del viento sea favorable para su operación, por lo tanto, es una ventaja disponer de

una torre alta. Sin embargo, el aumento de la altura lleva consigo un incremento en el costo de fabricación de la torre y de la cimentación. Dependiendo de la ubicación de la turbina, si se encuentra la instalación en tierra por ejemplo, la góndola debe de estar a una altura de 1 a 1.2 veces el diámetro del rotor, por el otro lado si la instalación se encuentra en el mar, la góndola debe de estar a una altura 0.8 veces el diámetro del rotor.

## Góndola

La góndola es el compartimento que alberga a los WECS. Reposas sobre un anillo que gira impulsado por unos motores engranados a una corona dentada. De esta forma, el plano en el que giran las palas, es siempre perpendicular a la dirección del viento. Generalmente está formada por una estructura metálica, construida con placas y perfiles de acero, y cuyas paredes pueden ser de distintos materiales, siendo el más habitual la fibra de vidrio. En la parte superior de la góndola se sitúan los elementos externos superiores (como una estación meteorológica).

## Palas del Rotor

Es el componente de la Turbina Eólica que acumula energía del viento que conforma un WECS. En cada turbina se tienen dos o más palas que estas se pueden fabricar de madera, fibra de vidrio o acero. Están diseñadas a una velocidad determinada por la velocidad del viento. Las palas están unidas al rotor, que en consecuencia se une a la base principal.

Ahora bien, para describir los componentes de los WECS en las turbinas eólicas, es de suma importancia mencionar que existen diferentes tipos de configuraciones que se han desarrollado a través del tiempo con la única intención de mejorar la eficiencia de la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

## Multiplicadora

La caja multiplicadora, componente del WECS, tiene como objetivo principal aumentar la velocidad rotacional del rotor para adaptarla a los valores requeridos para la máquina que generará electricidad. El rotor (el cual es el conjunto de palas engarzadas en el buje) hace girar el eje del rotor a una velocidad por debajo de la velocidad nominal requerida por el generador, por lo tanto, la caja multiplicadora eleva la velocidad de giro desde unas 15 - 45 revoluciones por minuto a unas 800 revoluciones, que es la

velocidad mínima para el generador eléctrico, dependiendo del modelo.

La multiplicación se realiza mediante un sistema de varios ejes planetarios o en varios ejes paralelos. El sistema de ejes planetarios permite una mayor multiplicación de la velocidad en comparación con los ejes paralelos. Por lo tanto, dependiendo de la turbina eólica se determina que tipo de componentes debe tener la caja multiplicadora.

## Generador

El generador es un componente de la turbina eólica que pertenece al WECS, el cual se encarga de convertir la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Existen diferentes modelos, que posteriormente en esta sección se explicaran.

La parte interna del generador esta compuesta por bobinas con un núcleo de hierro que crea un campo magnético para producir electricidad. Los diferentes modelos de los generadores producen electricidad en corriente alterna o continua, y están disponibles en una amplia gama de potencias eléctricas de salida. El tamaño del generador está directamente relacionado con la longitud de las palas de la turbina eólica.

## Convertidor

Es un componente principal para la conversión de la energía eléctrica, ya que por medio de la electrónica de potencia, son los encargados de interconectar la energía eléctrica producida por el generador a un SEP. Existen diferentes tipos de convertidores, la mayoría se encarga de acoplar la frecuencia del sistema eléctrico, con la del generador, de igual forma con el voltaje. Pueden ser convertidores back-to-back PWM, convertidores matriciales, Puente de Diodos, compensadores, entre otros.

### 3.3. Tecnologías en Turbinas Eólicas

A lo largo del tiempo se han desarrollado diferentes configuraciones en máquinas para la generación de electricidad con el recurso eólico. Los avances en los sistemas de conversión han recurrido a varios ajustes, utilizando diferentes tipos de generadores. Entre las máquinas más populares utilizadas para este fin, se encuentran los generadores síncronos como de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés-Permanent Magnet Synchronous Generator) y los generadores asíncronos como doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés-Doubly Fed Induction Generators) o los denominados comúnmente jaula de ardilla (SCIG, por sus siglas en inglés-Squirrel

Cage Induction Generator) que de igual forma estas máquinas presentan sus diferentes versiones. En la Figura 3.4 se muestra la clasificación de los generadores utilizados por las turbinas eólicas [27].

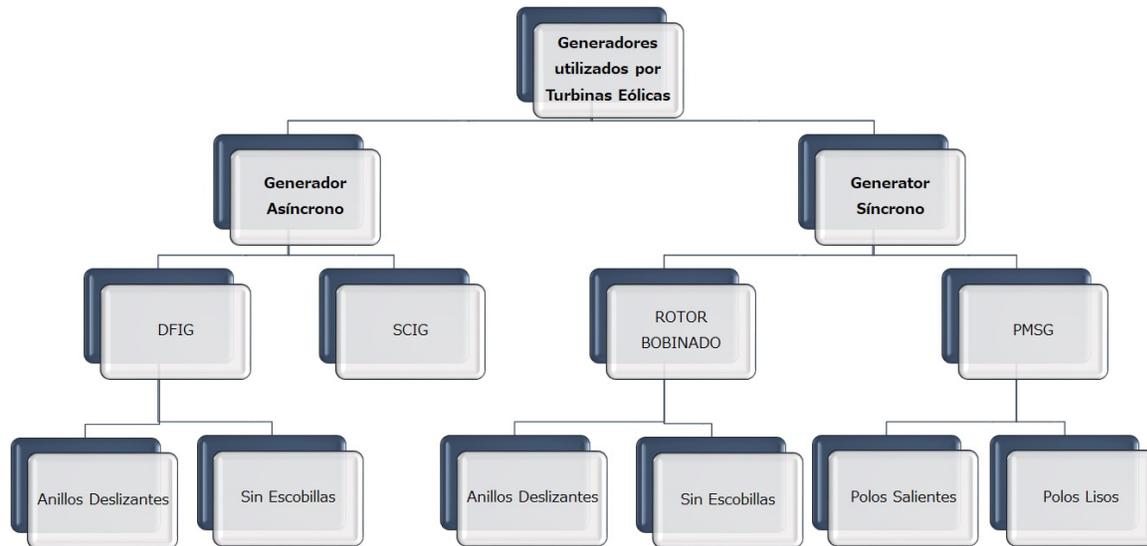


Figura 3.4: Clasificación de generadores para Turbinas Eólicas. Imagen de elaboración propia, fuente: [27]

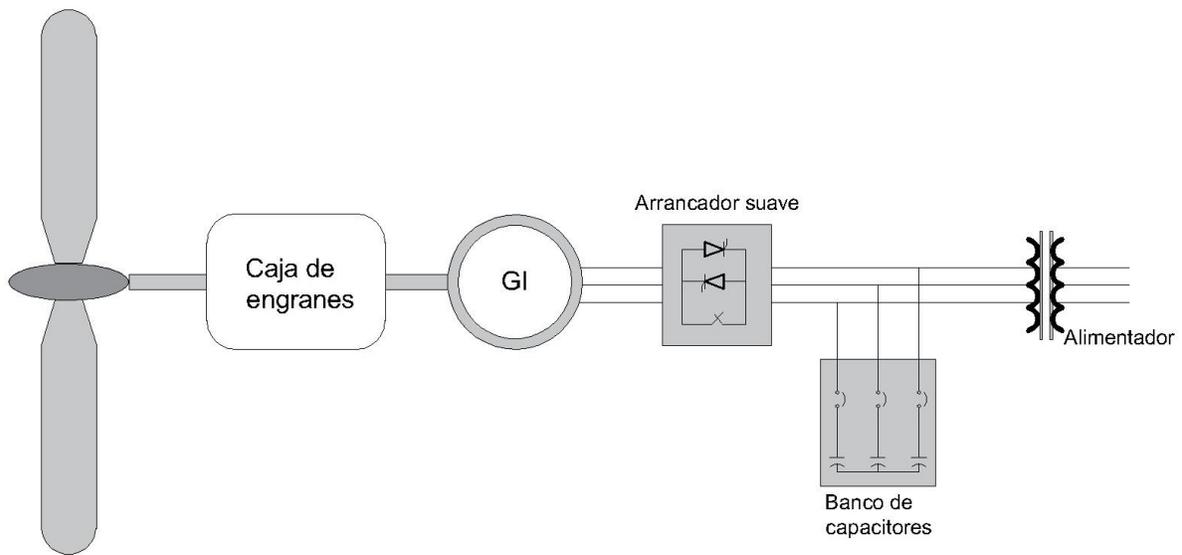
Con el empleo de diferentes máquinas para la generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico, el uso de los WECS clasificó a los generadores en cuatro tipos, los cuales se dará una breve explicación a continuación:

### 3.3.1. Turbina Eólica SCIG

Este tipo de turbina eólica tiene una máquina de inducción trifásica tipo jaula de ardilla (SCIG) que se conecta a la red por medio de un arrancador suave que este a su vez esta a un transformador de potencia. Por las características propias del generador de inducción jaula de ardilla, la máquina extrae potencia reactiva de la red, por lo cual se dispone de un banco de capacitores para su compensación. La velocidad de la turbina es fija o aproximadamente a la frecuencia eléctrica de la red. En la Figura 3.5 se muestra el esquema de la Turbina tipo I.

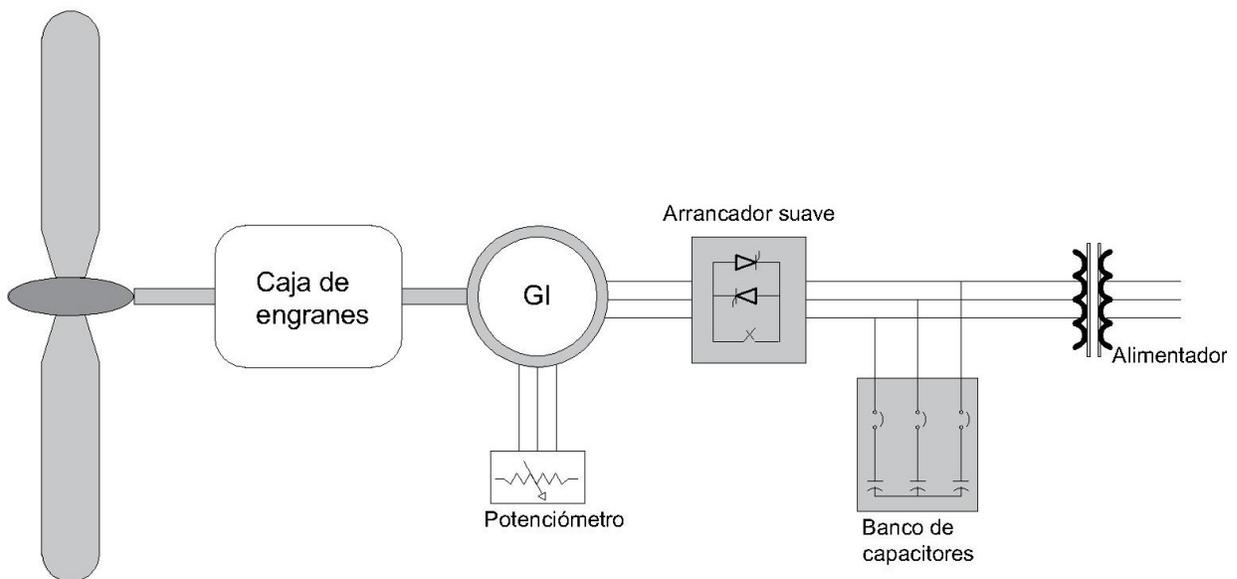
### 3.3.2. Turbina Eólica IG con Potenciómetro

Este tipo de turbina eólica tiene una máquina de inducción trifásica rotor de anillos deslizantes, que de igual manera que el generador tipo I, se conecta a la red por medio de un arrancador suave al transformador de potencia. La velocidad del eje del generador es limitada a la frecuencia de la red por lo tanto es de velocidad fija. Utiliza resistencias variables (potenciómetros) en el rotor del generador y un control



**Figura 3.5:** Configuración de la Turbina Eólica tipo I. Imagen de elaboración propia, fuente: [27]

en el sistema pitch de las palas, que permite un rango de velocidad de hasta 10 % por encima de la velocidad síncrona. En la Figura 3.6 se muestra el esquema de la Turbina tipo II.



**Figura 3.6:** Configuración de la Turbina Eólica tipo II. Imagen de elaboración propia, fuente: [27]

### 3.3.3. Turbina Eólica DFIG

Este tipo de turbina eólica tiene una máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG), de velocidad variable y con control en el sistema Pitch. Este concepto permite un rango más amplio para el control de la velocidad en comparación al generador Tipo II, dependiendo del tamaño del convertidor de frecuencia. Usualmente el rango de velocidad variable comprende un menos cuarenta por ciento a un más treinta por ciento de la velocidad síncrona. El lado del rotor está conectado con un convertidor RSC y el control del convertidor del lado de la red por GSC. Estos dos controlan la potencia activa y reactiva del generador DFIG, usando técnicas de control vectorial.

El principal beneficio del DFIG es que ofrece un controlador de potencia real y reactiva independientes, muy parecido a un generador síncrono normal, aunque puede funcionar de forma asíncrona. La industria ha producido y madurado las ideas de control orientado al campo vector sobre las máquinas de inducción. Usando estas técnicas de control, los componentes que proporcionan el par de este flujo de rotor se pueden crear para responder lo suficientemente rápido como para que la máquina permanezca bajo control, incluso durante la duración de perturbaciones significativas de la red. En la Figura 3.7 se muestra el esquema de la Turbina tipo III.

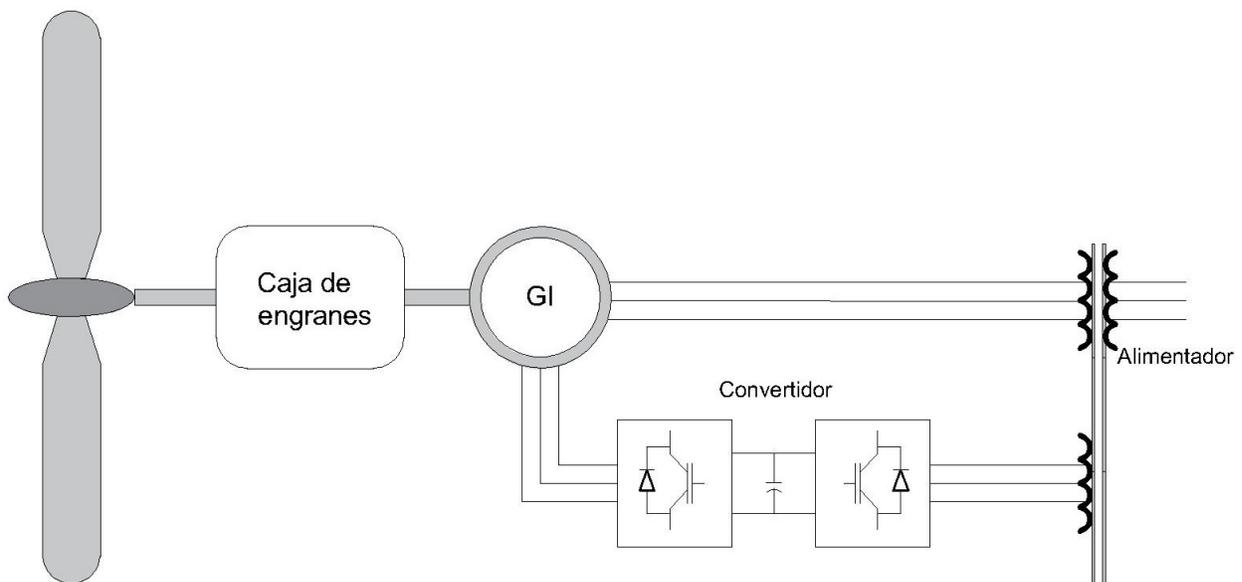
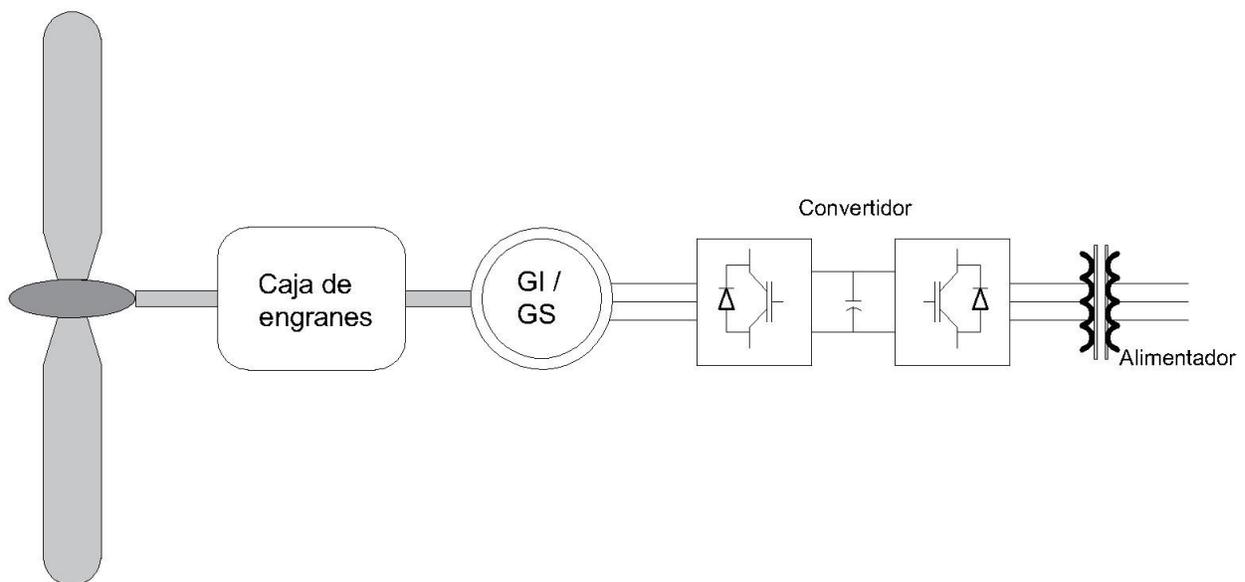


Figura 3.7: Configuración de la Turbina Eólica tipo III. Imagen de elaboración propia, fuente: [27]

### 3.3.4. Turbina Eólica tipo PMSG

Este tipo de turbina eólica emplea una máquina síncrona de imanes permanentes, ofrece una flexibilidad en cuanto a la velocidad y operación de la máquina por medio de un control back-to-back que conecta al generador a la red, utilizando electrónica de potencia para el control del flujo de potencia real y reactiva. Por las características de este tipo de turbina, la caja de transmisión se puede eliminar de esta configuración. Como antes se mencionó, el tipo de control que tiene este tipo de máquina permite suministrar potencia reactiva a la red para su compensación, lo cual hace que sea una herramienta bastante útil ante un disturbio. En la Figura 3.8 se muestra el esquema de la Turbina tipo IV.



**Figura 3.8:** Configuración de la Turbina Eólica tipo IV. Imagen de elaboración propia, fuente: [27]

### 3.4. Códigos de Red

Para México, el Código de Red (CR) es la regulación emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El objetivo principal del CR, es promover los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad para una adecuada operación del SEN.

El estado operativo normal de SEN, en función de su frecuencia y su voltaje, en sus diferentes niveles, en condiciones posteriores a una contingencia, debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga. Para la frecuencia, que es de 60 Hz para el SEN, se debe mantener dentro de la banda de calidad definida entre 59.8 y 60.2 Hz, mientras que para el voltaje se maneja una Tensión Máxima de operación del +5 % de su valor nominal y para su Tensión Mínima de operación un -5 %.

Dentro del mismo CR, en el apartado de Requerimientos Técnicos de Interconexión de centrales eléctricas, se puede clasificar las Granjas Eólicas por su potencia instalada, las cuales, la mayoría de estas, entran en la categoría A y B, sin embargo, no se descartan las demás categorías. Después de su clasificación, el CR, estipula los requerimientos generales para su interconexión, haciendo énfasis en mantener la potencia activa constante ante cambios en la frecuencia del sistema.

Para la estabilidad de voltaje, en la categoría A, se maneja un rango de voltaje que va desde el 0.9 pu a 1.10 pu en su punto de interconexión. Por otra parte, en la categoría B,C y D, el rango va desde 0.90 pu a 0.95 pu con un tiempo mínimo de operación de 30 min, 0.95 pu a 1.05 pu en un tiempo ilimitado y de 1.05 pu a 1.10 pu en un tiempo mínimo de 30 min. Cabe mencionar que para todos los casos la central eléctrica debe mantenerse interconectada a la red además de operar dentro los rangos de tensión antes mencionados.

Por lo anterior, es de suma importancia que las Granjas Eólicas permanezcan conectadas ante una falla en el sistema eléctrico, es por ello por lo que en esta tesis, se evaluará las turbinas eólicas SCIG y DFIG, para el análisis de estabilidad transitoria.

# Capítulo 4

## Sistema eléctrico de potencia con inyección de Energía Eólica

En esta sección se describirán los modelos matemáticos que conforman un SEP, los cuales son la máquina síncrona, la turbina eólica (la cual forma la Granja Eólica), líneas de transmisión y cargas. Por último, se describirá la integración de los modelos, en el modelo de la red eléctrica de prueba, utilizando el programa MATLAB–Simulink® para un estudio de estabilidad transitoria con inyección de energía eólica.

### 4.1. Modelo matemático de una Turbina Eólica

En esta sección se describirán dos modelos de turbinas eólicas, modelo del generador de inducción tipo jaula de ardilla (SCIG) y el modelo del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). EL modelo del generador parte en primera instancia de un marco de referencia trifásico ( $abc$ ), el cual resulta complejo para un análisis por lo tanto se cambia a un marco de referencia más simple que es la transformación  $dq$  o transformación de Park. El principal objetivo es convertir los valores trifásicos, los cuales son funciones senoidales en el dominio del tiempo, en funciones constantes ( $dq0$ ) en un régimen estacionario.

### 4.1.1. Modelo del generador SCIG

Las ecuaciones que describen el modelo de un generador SCIG, en un marco de referencia  $dq0$  con velocidad  $\omega$ , por unidad son [29].

Ecuaciones del estator:

$$\hat{V}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{ds}) + \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (4.1)$$

$$\hat{V}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qs}) + \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (4.2)$$

Ecuaciones del rotor:

$$\hat{V}_{dr} = \hat{r}_s \hat{i}_{dr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{dr}) + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{qr} \quad (4.3)$$

$$\hat{V}_{qr} = \hat{r}_s \hat{i}_{qr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qr}) + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{dr} \quad (4.4)$$

Ecuaciones de flujo del estator:

$$\hat{\psi}_{ds} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{ds} + \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (4.5)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{qr} \quad (4.6)$$

Ecuaciones de flujo del rotor

$$\hat{\psi}_{dr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (4.7)$$

$$\hat{\psi}_{qr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \quad (4.8)$$

Ecuación de potencia:

$$\hat{P}_s = (\hat{V}_{ds} \hat{i}_{ds} + \hat{V}_{qs} \hat{i}_{qs}) \quad (4.9)$$

Ecuación del par eléctrico:

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr} \hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr} \hat{i}_{dr}) \quad (4.10)$$

Ecuación de la velocidad angular:

$$\hat{\omega}_r = \frac{\omega_{syn}}{2H} (\hat{T}_m - \hat{T}_e) \quad (4.11)$$

Donde  $V$  es el voltaje,  $i$  es la corriente,  $\psi$  enlace de flujos,  $\omega$  velocidad angular,  $L$  inductancia deslizamiento. Los subíndices  $s, r$ , se refieren al estator y rotor respectivamente, el subíndice  $d$  y  $q$  se refieren a los ejes de la transformación de Park en  $dq$  y finalmente el subíndice  $m$  se refiere a la inductancia mutua entre el estator y rotor. El símbolo de  $\hat{\phantom{x}}$  representa la medición por unidad.

Para fines del análisis en estabilidad transitoria en un SEP, es importante simplificar el modelo del generador SCIG. Para llevar a cabo la simplificación, se debe de despreciar los transitorios del rotor, estator, enlaces de flujo así como también de la potencia y par. Por lo tanto, el modelo del generador SCIG queda con las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) = \frac{1}{T_0} \left[ \hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{ds} - \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) \right] - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{V}_{dr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (4.12)$$

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) = \frac{1}{T_0} \left[ \hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{qs} - \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) \right] - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{V}_{qr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (4.13)$$

Con las siguientes relaciones fasoriales:

$$\hat{V}_t = \hat{v}_{qs} + j \hat{v}_{ds} \quad (4.14)$$

$$\hat{I}_s = \hat{i}_{qs} + j \hat{i}_{ds} \quad (4.15)$$

$$\hat{I}_r = \hat{i}_{qr} + j \hat{i}_{dr} \quad (4.16)$$

Ecuación del voltaje detrás de la reactancia transitoria:

$$\hat{E}_q = - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \quad (4.17)$$

$$\hat{E}_d = \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \quad (4.18)$$

$$\hat{E}' = \hat{E}'_q + j \hat{E}'_d \quad (4.19)$$

### 4.1.2. Modelo del generador DFIG

Al igual que el modelo del anterior, para el generador DFIG se trabaja en un marco de referencia  $dq0$  para su simplificación. Este modelo es de quinto orden y sus ecuaciones se pueden lograr a partir del modelo del generador de inducción SCIG, con la única diferencia de una fuente de voltaje inducida finita en el lado del rotor  $V_r$ . El modelo del generador DFIG, en un marco de referencia síncrono, viene dado por las siguientes ecuaciones en por unidad [18]:

Ecuaciones de Voltaje del Estator:

$$\hat{V}_{ds} = \hat{R}_s \hat{i}_{ds} - \hat{\psi}_{qs} + \frac{1}{\hat{\omega}_{base}} \frac{d\hat{\psi}_{ds}}{dt} \quad (4.20)$$

$$\hat{V}_{qs} = \hat{R}_s \hat{i}_{qs} - \hat{\psi}_{ds} + \frac{1}{\hat{\omega}_{base}} \frac{d\hat{\psi}_{qs}}{dt} \quad (4.21)$$

Ecuaciones de Voltaje del Rotor:

$$\hat{V}_{dr} = \hat{R}_r \hat{i}_{dr} - \hat{\psi}_{qr} + \frac{1}{\hat{\omega}_{base}} \frac{d\hat{\psi}_{dr}}{dt} \quad (4.22)$$

$$\hat{V}_{qr} = \hat{R}_s \hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{dr} + \frac{1}{\hat{\omega}_{base}} \frac{d\hat{\psi}_{qr}}{dt} \quad (4.23)$$

Ecuaciones de Flujo del Estator:

$$\hat{\psi}_{ds} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{ds} + \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (4.24)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{qr} \quad (4.25)$$

Ecuaciones de Flujo del Rotor:

$$\hat{\psi}_{dr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (4.26)$$

$$\hat{\psi}_{qr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \quad (4.27)$$

Ecuaciones del Par Electromagnético:

$$\hat{T}_e = \hat{L}_m \left( \hat{i}_{dr} \hat{i}_{qs} - \hat{i}_{qr} \hat{i}_{ds} \right) \quad (4.28)$$

Ecuación de la Velocidad angular:

$$\hat{\omega}_s = \frac{d\hat{\theta}_r}{dt} \quad (4.29)$$

Donde  $V$  es el voltaje,  $i$  es la corriente,  $\psi$  enlace de flujos,  $\omega$  velocidad angular,  $L$

inductancia deslizamiento. Los subíndices  $s,r$ , se refieren al estator y rotor respectivamente, el subíndice  $d$  y  $q$  se refieren a los ejes de la transformación de Park en  $dq$  y finalmente el subíndice  $m$  se refiere a la inductancia mutua entre el estator y rotor. El símbolo de  $\hat{\phantom{x}}$  representa la medición por unidad. En la Figura 4.1-4.2 se muestra el circuito equivalente del modelo matemático del generador DFIG.

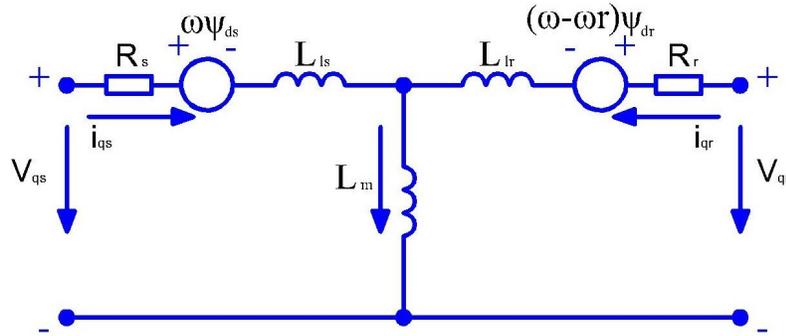


Figura 4.1: Circuito equivalente generador DFIG eje q. Imagen de elaboración propia, fuente: [18]

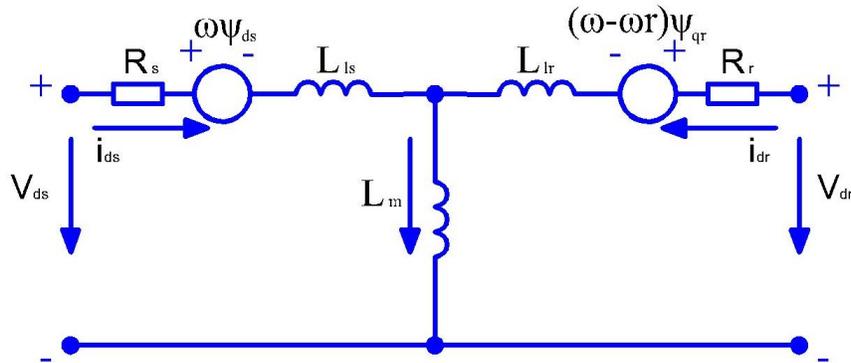


Figura 4.2: Circuito equivalente generador DFIG eje d. Imagen de elaboración propia, fuente [18]

De igual forma, para los estudios de estabilidad transitoria, se procede con la reducción del modelo, despreciando los transitorios del rotor que es equivalente a despreciar los términos diferenciales de las ecuaciones 4.20-4.23, donde  $\omega_{base}$  esta dada por  $2\pi f_s$ , obteniendo las siguientes expresiones:

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \psi_{qs} \quad (4.30)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} - \psi_{ds} \quad (4.31)$$

$$V_{dr} = R_r i_{dr} - S\psi_{qs} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (4.32)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} - S\psi_{dr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (4.33)$$

Las ecuaciones del voltaje detrás de la reactancia transitoria son:

$$\frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{T'} \left( E'_d + \frac{L_m^2}{L_{rr}} i_{qs} \right) + s\omega_s E'_q - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} V_{qr} \quad (4.34)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{T'} \left( E'_q + \frac{L_m^2}{L_{rr}} i_{ds} \right) + s\omega_s E'_d - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} V_{dr} \quad (4.35)$$

## 4.2. Modelado de la máquina síncrona

Los estudios de estabilidad transitoria, para el modelo de la máquina síncrona, Figura 4.3, en la mayoría de las veces se centran en la primera oscilación. Lo cual usan un modelo simple que emplea una tensión interna transitoria  $E'_i$  atrás de la reactancia transitoria  $X'_d$ . Las ecuaciones, para el generador síncrono, son de tercer orden las cuales se expresan a continuación [21]:

Las ecuaciones de los voltajes en el estator son:

$$\frac{d}{dt} (\delta) = \omega - \omega_0 \quad (4.36)$$

$$\frac{d}{dt} (\omega) = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (4.37)$$

$$\frac{d}{dt} (E'_q) = \frac{1}{T'_{do}} [V_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d) (-i_d)] \quad (4.38)$$

$$P_e = E'_q i_q - (X'_d - X'_q) i_d i_q \quad (4.39)$$

Donde  $\delta$  es el ángulo de carga,  $\omega$  velocidad angular,  $H$  constante de inercia de la máquina síncrona,  $P_m$  potencia mecánica,  $P_e$  potencia eléctrica de salida.

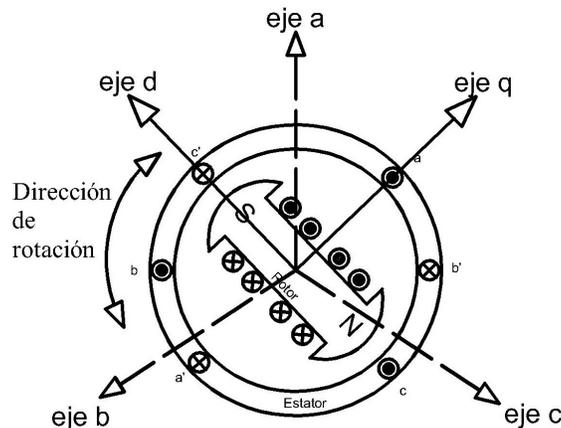


Figura 4.3: Modelo de la máquina síncrona en  $dq0$ . Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

### 4.3. Modelado del transformador

En la Figura 4.4 se muestra el circuito equivalente del transformador de dos devanados, el cual se utiliza para los análisis de estabilidad transitoria en un SEP [21]. Los subíndices  $p$  y  $s$  se refieren a los devanados primarios y secundarios respectivamente del transformador. La impedancia equivalente,  $Z$ , así como la relación de número de vueltas,  $n$ , están por unidad:

La ecuación del voltaje en el devanado primario,  $V_p$ :

$$\tilde{V}_p = Z_p \tilde{i}_p + \frac{n_p}{n_s} \tilde{V}_s - \frac{n_p}{n_s} Z_s \tilde{i}_s \quad (4.40)$$

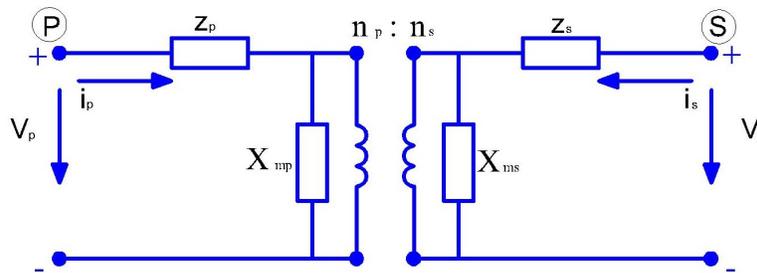
La ecuación del voltaje en el devanado secundario,  $V_s$ :

$$\tilde{V}_s \frac{n_s}{n_p} \tilde{V}_p - \frac{n_s}{n_p} Z_p \tilde{i}_p + Z_s \tilde{i}_s \quad (4.41)$$

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (4.42)$$

$$\bar{Z}_e = \left( \frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \quad (4.43)$$

Para realizar un análisis más simplificado del modelo del transformador, se recurre



**Figura 4.4:** Circuito equivalente del transformador de dos devanados. Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

al arreglo  $\pi$  del circuito equivalente mostrado en la Figura 4.4, como se muestra en la Figura 4.5[21].

Las ecuaciones del modelo son las siguientes: Corriente del lado primario:

$$\bar{i}_p = \bar{Y}_1 (\bar{V}_p - \bar{V}_s) + \bar{Y}_2 \bar{V}_p \quad (4.44)$$

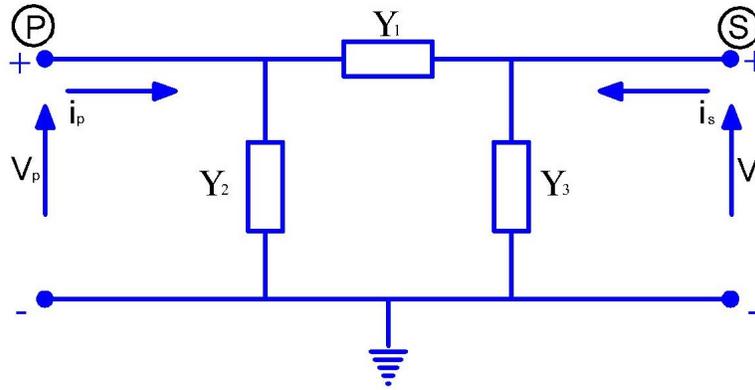


Figura 4.5: Circuito equivalente del transformador de dos devanados. Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

Corriente del lado secundario:

$$\bar{i}_s = \bar{Y}_1 (\bar{V}_s - \bar{V}_p) + \bar{Y}_3 \bar{V}_s \tag{4.45}$$

#### 4.4. Modelado de líneas de Transmisión

El modelo que se utiliza para un análisis de estabilidad transitoria en un SEP, es el modelo  $\pi$ , que es el circuito equivalente, de la línea de transmisión, como se muestra en la Figura 4.6 [21].

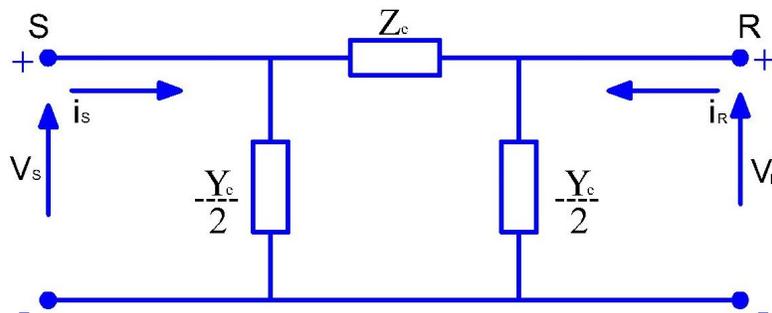


Figura 4.6: Circuito equivalente  $\pi$  de la línea de transmisión. Imagen de elaboración propia, fuente: [21]

Las líneas de transmisión se clasifican en función su longitud. La primera clasificación comprende un rango de 80 km, la cual se le denomina como línea corta. Su modelo se simplifica a una impedancia en serie. La segunda clasificación comprende un rango de 80 km a 120 km, denominadas líneas de longitud media y su modelo se puede representar mediante el modelo del circuito equivalente  $\pi$ . Por último, de un rango de más de 200 km de longitud, la cual se le denomina línea larga, su modelo puede ser representado

mediante el circuito equivalente  $\pi$ . Sin embargo, para este tipo de línea, se realiza mediante segmentos del modelo  $\pi$  o en cascada para fines de acortar la longitud y ser analizada [21].

El voltaje  $V_s$  del circuito equivalente  $\pi$  se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{V}_s = Z_e \left( \bar{I}_R + \frac{Y_e}{2} \bar{V}_R \right) + \bar{V}_R \quad (4.46)$$

donde,  $Z_c$ , es la impedancia característica de la línea de transmisión,  $\gamma$ , la cual depende de la permitividad, permeabilidad, frecuencia y geometría de la línea, la cual se le denomina constante de propagación, finalmente  $l$ , longitud de la línea en función de la frecuencia:

$$Z_e = Z_c \sinh(\gamma l) \quad (4.47)$$

Como también:

$$\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 = \cosh(\gamma l) \quad (4.48)$$

Por lo tanto:

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (4.49)$$

## 4.5. Modelado de cargas

Para los estudios de estabilidad así como también de flujos de potencia, el modelo de la carga comprende dispositivos en un SEP, que consumen la energía generada. Se puede clasificar en dos tipos, el primero en carga estática y el segundo en carga dinámica.

El modelo de la carga estática, mediante funciones algebraicas, expresa las características principales en cualquier instante del tiempo, de la magnitud del voltaje así como también de frecuencia. El voltaje que depende de las características de la carga, tradicionalmente se ha representado por el modelo exponencial [21]. Como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$P = P_0 (\bar{V}^a) \quad (4.50)$$

$$Q = Q_0 (\bar{V}^b) \quad (4.51)$$

donde:

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0} \quad (4.52)$$

Los valores  $P$  y  $Q$  es la potencia activa y reactiva respectivamente de la carga en el voltaje de la barra  $V$ . Los subíndices 0 representan los valores de las variables res-

pectivas en condiciones iniciales. En el modelo exponencial, las variables  $a$  y  $b$ , son los parámetros de un sistema de carga compuesta, la cual, el exponente  $a$ , comprende un rango de 0.5 a 1.8, y el exponente  $b$ , se encuentra dentro de un rango de 1.5 a 6.0.

Un modelo alternativo para la carga estática, es el modelo polinomial, el cual se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

$$P = P_0 [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3] \quad (4.53)$$

$$Q = Q_0 [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3] \quad (4.54)$$

A este modelo normalmente se le refiere como ZIP, donde la impedancia  $Z$  es constante, la corriente  $I$  de igual forma se mantiene constante y por último la potencia  $P$  es constante. Los parámetros de los coeficientes  $p_1$  a  $p_3$  así como también  $q_1$  a  $q_3$  definen la porción de los componentes de la potencia activa y reactiva. De igual forma la frecuencia que depende de la carga se puede representar mediante la multiplicación de un factor al modelo exponencial o al modelo polinomial, como se muestra en las siguientes expresiones:

Modelo exponencial:

$$P = P_0 (\bar{V})^a (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (4.55)$$

$$Q = Q_0 (\bar{V})^b (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (4.56)$$

Modelo polinomial:

$$P = P_0 [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (4.57)$$

$$Q = Q_0 [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (4.58)$$

Donde  $\Delta f$  es la desviación de la frecuencia ( $f - f_0$ ). El rango de  $K_{pf}$ , normalmente, es de 0 a 3.0, y  $K_{qf}$  es de -2.0 a 0 [21].

Un modelo más flexible para el estudio de las cargas estáticas en un SEP, se puede obtener, mediante la incorporación de varias representaciones de cargas en una sola ecuación, como se muestra:

$$P = P_0 [P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}] \quad (4.59)$$

Donde:

$$P_{ZIP} = p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3 \quad (4.60)$$

$$P_{EX1} = p_4 (\bar{V}^{a1}) (1 + K_{pf1} \Delta f) \quad (4.61)$$

$$P_{EX2} = p_5 (\bar{V}^{a2}) (1 + K_{pf2} \Delta f) \quad (4.62)$$

Para la potencia reactiva, las ecuaciones son similares sustituyendo los términos de la potencia activa. Este modelo es eficiente para voltajes de gran denominación sin embargo para voltajes menores puede llegar a tener resultados no correctos.

## 4.6. Interconexión de la Granja Eólica con un SEP

Esta sección comprende la integración de los modelos matemáticos anteriormente explicados combinándolos para formar un SEP para el análisis de estabilidad transitoria. Para ello, se propone un SEP, utilizando un programa desarrollado en la plataforma de MATLAB–Simulink® [25], en donde se combina al generador síncrono, cargas estáticas, líneas de transmisión, transformadores así como también para este estudio turbinas eólicas SCIG y DFIG para la inyección de energía renovable. Este modelo permite obtener información sobre el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico, en especial los ángulos de carga de los generadores síncronos, ante una falla en una de las líneas de transmisión. Con ello, poder obtener los TCLF y así determinar si el sistema compromete su estabilidad ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica.

### 4.6.1. Modelo de la red eléctrica propuesta

El programa para estudios de la estabilidad transitoria [25], se valida con los parámetros obtenidos por el libro [26], el cual es un sistema de 9 barras y 3 generadores, con 3 cargas estáticas, en un sistema por unidad base 100 MVA. En la Tabla 4.1 se muestra los valores así como también sus características principales de los generadores del modelo:

En la Figura 4.7 se muestra la red eléctrica propuesta, la cual se empleará en esta tesis para el estudio de estabilidad transitoria con inyección de energía eólica. El modelo representa una red trifásica, la cual por medio de sus tres generadores produce una potencia activa de 320 MW, con un consumo de 315 MW por sus tres cargas estáticas. Presenta una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7, con una duración de 5 ciclos (0.0833 s).

Generador	1	2	3
MVA	247.5	192	128
KV	16.5	18	13.8
Factor de Potencia	1.0	0.85	0.85
Tipo	Hidro	Ciclo	Ciclo
Velocidad nominal r/min	180	3600	3600
$X_d$	0.1460	0.8958	1.31125
$X'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$X_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$X'_q$	0.0969	0.1969	0.25
$X_i$	0.0336	0.0521	0.0742
$T_{d0}$	8.96	6.00	5.89
$T_{q0}$	0	0.535	0.60
Energía Almacenada MW.s	2364	640	301

Tabla 4.1: Valores de los generadores síncronos

En el artículo [8], empleando una red eléctrica de 14 nodos, se estimó que el porcentaje inyección de energía eólica del 30 %, no compromete la estabilidad del mismo. Por lo tanto, se modifica, en el programa, la potencia activa de los generadores síncronos, esto con el fin, de obtener dos porcentajes, uno del 30 % y otro del 40 %, de los 320 MW generados por el sistema propuesto. Esto en el fin de sustituir al generador síncrono por una Granja Eólica, conformada ya sea por turbinas DFIG o SCIG, para el estudio de estabilidad transitoria.

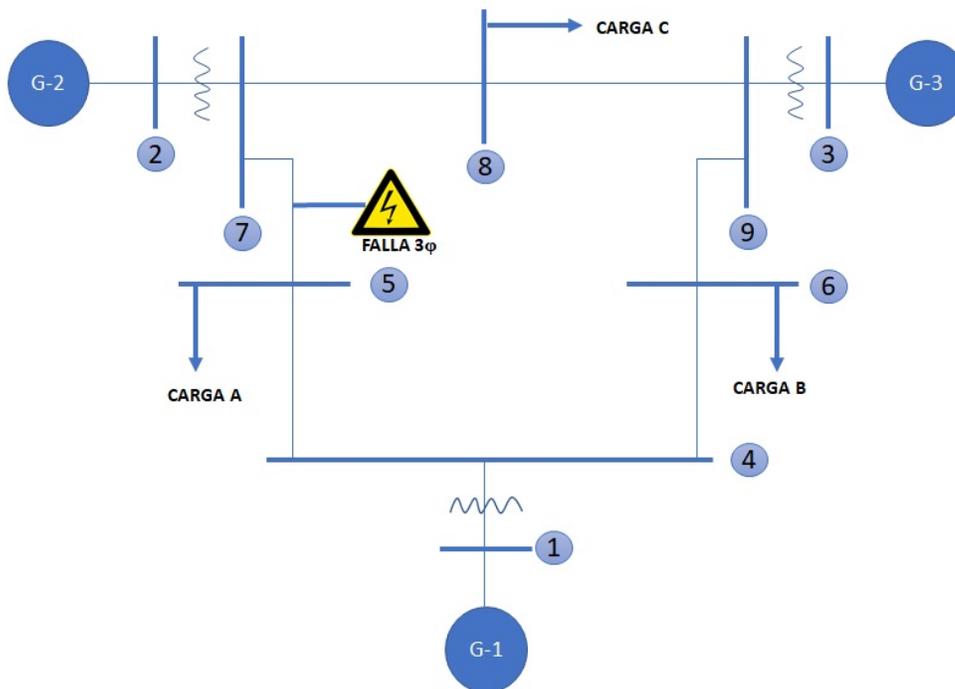


Figura 4.7: Modelo de la IEEE de 9 nodos en Matlab/Simulink

Para el correcto funcionamiento del modelo, se debe de realizar en primera instancia un análisis de flujos de potencia, donde se determinaran las condiciones iniciales. Posteriormente se procede con la ejecución del programa para determinar los ángulos de carga de las tres máquinas y así obtener los TCLF. El modelo está conformado por bloques fundamentales de MATLAB–Simulink®), los cuales representan los elementos principales del sistema, como los generadores síncronos, transformadores de dos devanados, cargas y líneas de transmisión, esto se explica en el Anexo I.

# Capítulo 5

## Análisis de Resultados

En esta sección se realizará el análisis de la estabilidad transitoria (ET), considerando la red eléctrica propuesta. La máquina síncrona tiene un cometido importante para el estudio de la estabilidad de un sistema de potencia durante un lapso de tiempo, el cual, la respuesta dinámica del sistema depende en gran medida de la energía cinética almacenada en sus masas giratorias. La red eléctrica propuesta, se utiliza para estudios de dinámica en sistemas de potencia y requiere una cantidad mínima de datos; por lo tanto, estos estudios se pueden realizar en un tiempo relativamente corto.

Se plantean cuatro escenarios para un estudio en ET con inyección de energía eólica, en donde el Tiempo Crítico para la Liberación de la Falla (TCLF), se emplea como indicador. El primer escenario, debido a que no se considera inyección de energía eólica, es de gran importancia ya que se emplea como marco de referencia; cabe señalar que opera bajo el diseño original en donde su generación está integrada por 3 máquinas síncronas y una falla trifásica en la línea de transmisión 5-7. Por otra parte, en el escenario 2, se sustituye el generador 3 por una Granja Eólica que está compuesta por turbinas eólicas SCIG, además de realizar análisis de ET con diferentes ubicaciones de la falla. En el escenario 3 se sustituyen las turbinas SCIG por turbinas eólicas DFIG, además se plantea dos casos en los cuales se cambia la potencia del generador síncrono 2. Finalmente, en el escenario 4, se sustituye el generador 02 por una Granja Eólica de la misma capacidad, la cual emplea turbinas eólicas DFIG.

En todos los escenarios, se indican el comportamiento de los TCLF, ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica, sobre todo la dinámica del sistema ante una perturbación.

## 5.1. Escenario 1: Análisis de ET en SEP sin inyección de Energía Eólica

### 5.1.1. Falla en línea de transmisión 5-7

En este escenario, para el análisis de ET, se aplica una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7 en la red eléctrica propuesta. En la Tabla 5.1 se muestra la potencia de salida de la red eléctrica propuesta así como también los voltajes de las barras. El modelo en MATLAB–Simulink® se muestra en la Figura 5.2 y el diagrama unifilar en la Figura 5.1.

Generador	Barra	Voltaje en Barra (KV)	Potencia Activa (MW)
Síncrono	1	16.5	94.34
Síncrono	2	18	135
Síncrono	3	13.8	90

Tabla 5.1: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 1

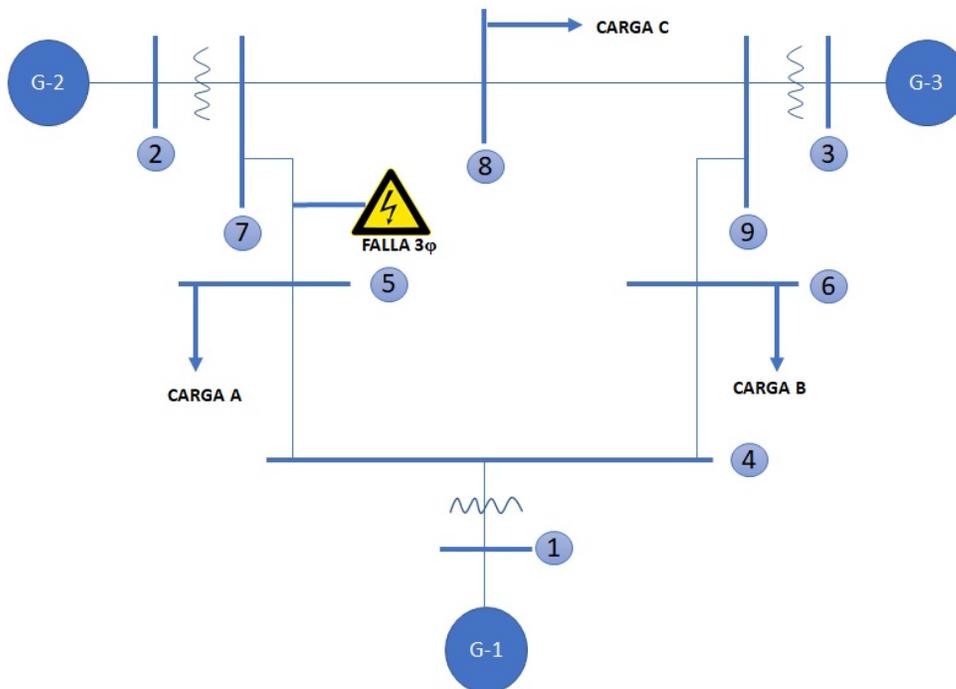
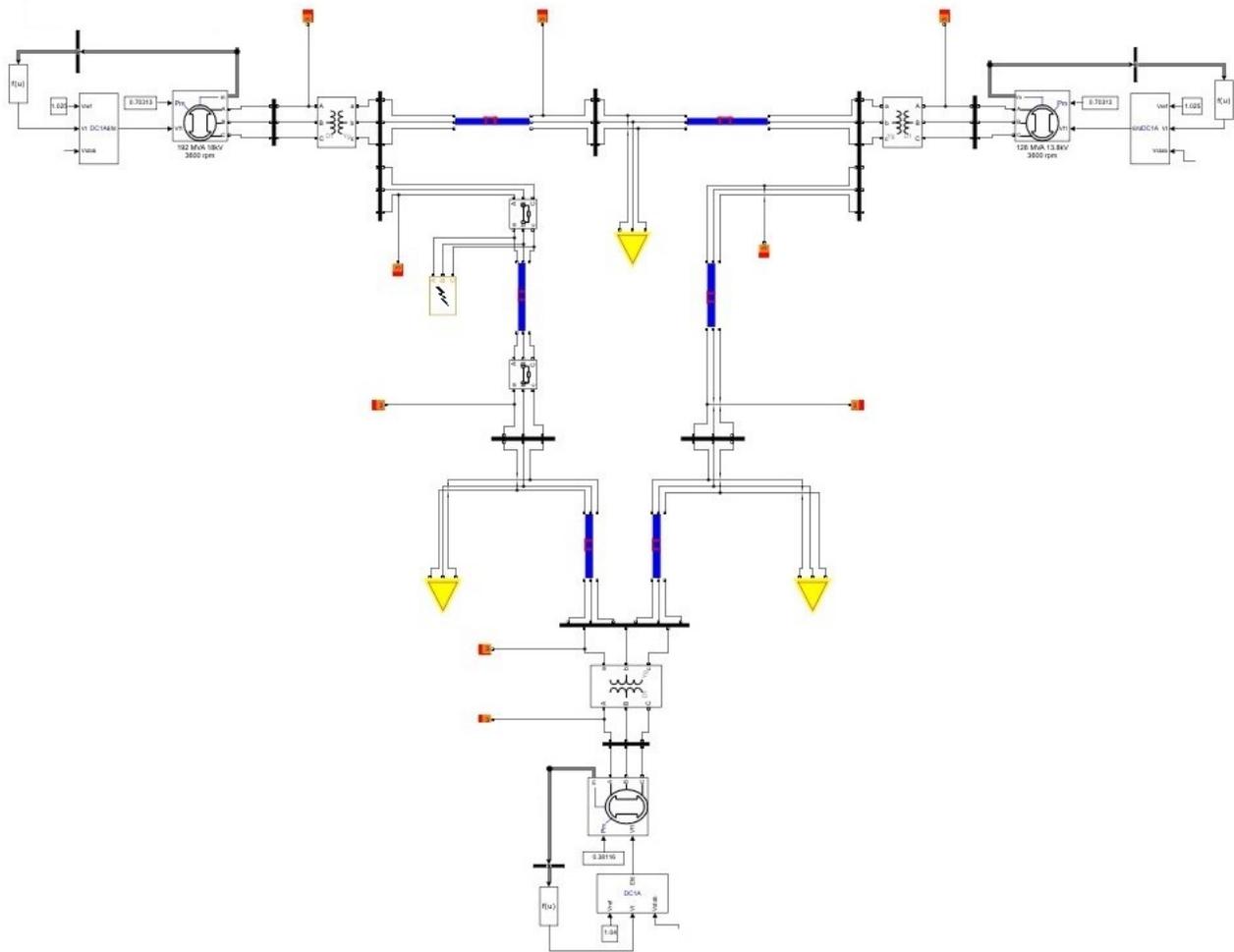


Figura 5.1: Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 1



**Figura 5.2:** Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB-Simulink®, considerando una falla en la línea de transmisión 5-7

Para dar inicio al análisis de ET se procede con un cálculo de flujos de potencia para la red eléctrica propuesta, obteniendo los siguientes valores de entrada como se muestra en la Tabla 5.2.

Barra	V_base/kV	V_ref/pu	V_angulo/grados	P/MW	Q/MVar
1_Compensador	16.50	1.04	0.00	150.00	0.00
2_PV	18.00	1.025	0.00	135.00	0.00
3_PV	13.80	1.025	0.00	90.00	0.00
4	230	1.00	0.00	0.00	0.00
5_PQ	230	1.00	0.00	125.00	50.00
6_PQ	230	1.00	0.00	90.00	30.00
7	230	1.00	0.00	0.00	0.00
8_PQ	230	1.00	0.00	100.00	35.00
9	230	1.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.2: Valores de entrada para el estudio de flujos de potencia de la red eléctrica propuesta.

El análisis del estudio de flujos de potencia, se llevó a cabo en 2 iteraciones por medio del método de Newton Raphson, el cual provee información en magnitud y ángulos de fase del voltaje en cada una de las barras que conforma el sistema, así como también de las potencias reales y reactivas que fluyen en cada barra. Los valores del estudio se muestran en la Tabla 5.3. En resumen, se tiene una potencia total generada de 319.34 MW con una demanda total de 315.00 MW para tener 4.34 MW por pérdidas en líneas de transmisión así mismo con 15.53 MVar de generación, 115.00 Mvar de la demanda y -100.11 MVar en pérdidas.

Barra	V_flujo/kV	V_ángulo_flujo/grados	P_flujo/MW	Q_flujo/MW
1_Compensador	1.040	0.00	94.34	24.66
2_PV	1.025	5.34	135.00	2.49
3_PV	1.025	3.01	90.00	-11.61
4	1.027	27.09	0.00	0.00
5_PQ	0.999	24.59	125.00	50.00
6_PQ	1.015	25.27	90.00	30.00
7	1.026	30.75	0.00	0.00
8_PQ	1.017	28.26	100.00	35.00
9	1.033	30.16	0.00	0.00

Tabla 5.3: Flujos de potencia en la red eléctrica propuesta.

Con el resultado del estudio de flujos de potencia, en condiciones de estado estable para el sistema de nuevo nodos, se procede al análisis de ET. Se aplica una falla trifásica a los 12 s con una duración de 9 ciclos (0.150 s). En la Figura 5.3 se muestra el desplazamiento angular,  $\delta$ , para los generadores 1, 2 y 3 en grados eléctricos, en la cual, se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones, sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo en la Figura 5.4 se aprecia el desplazamiento angular relativo de los generadores 1, 2 y 3, lográndose apreciar el amortiguamiento de las oscilaciones logrando confirmar que el sistema mantiene su estabilidad. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende de 10 s.

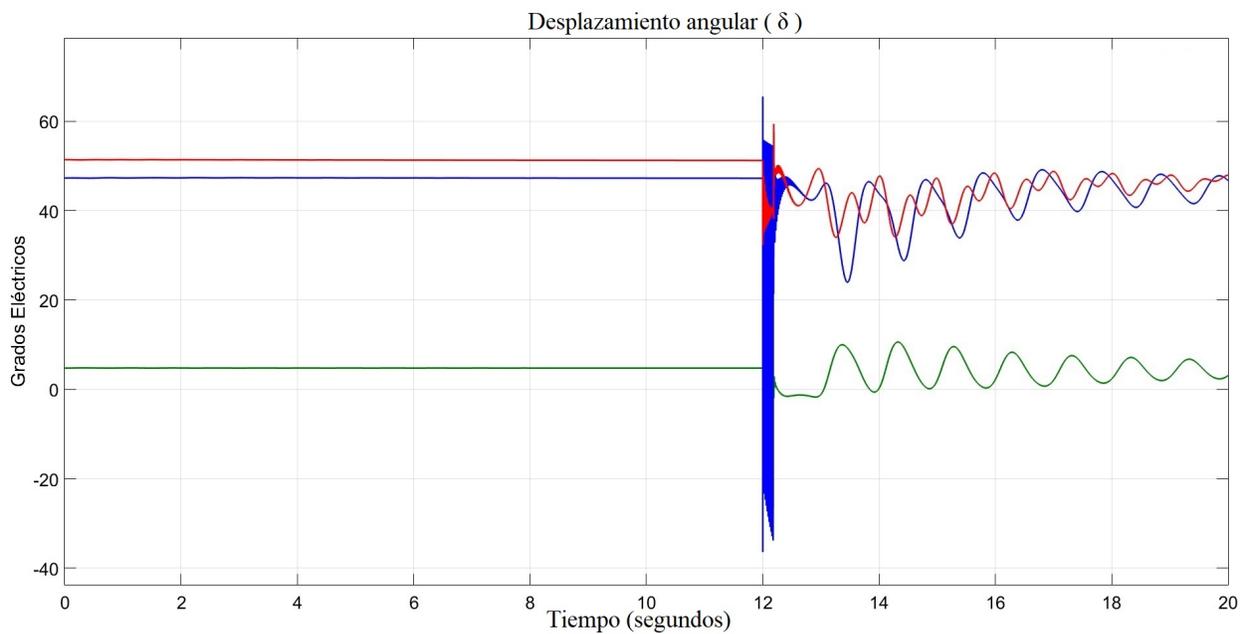
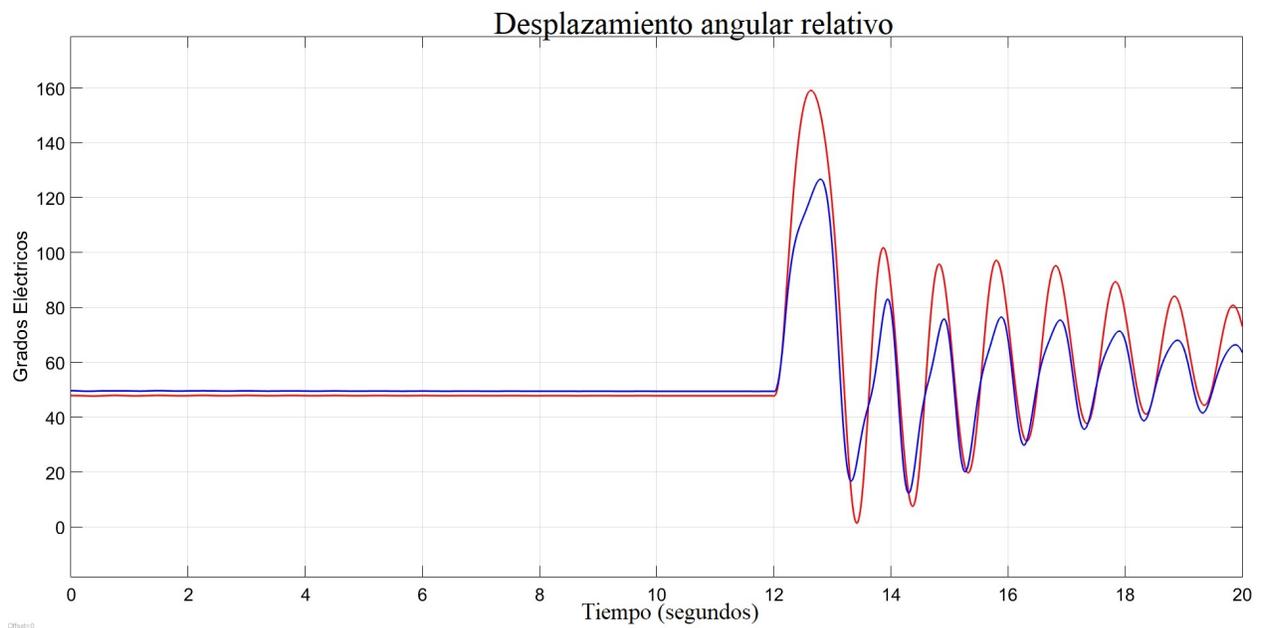
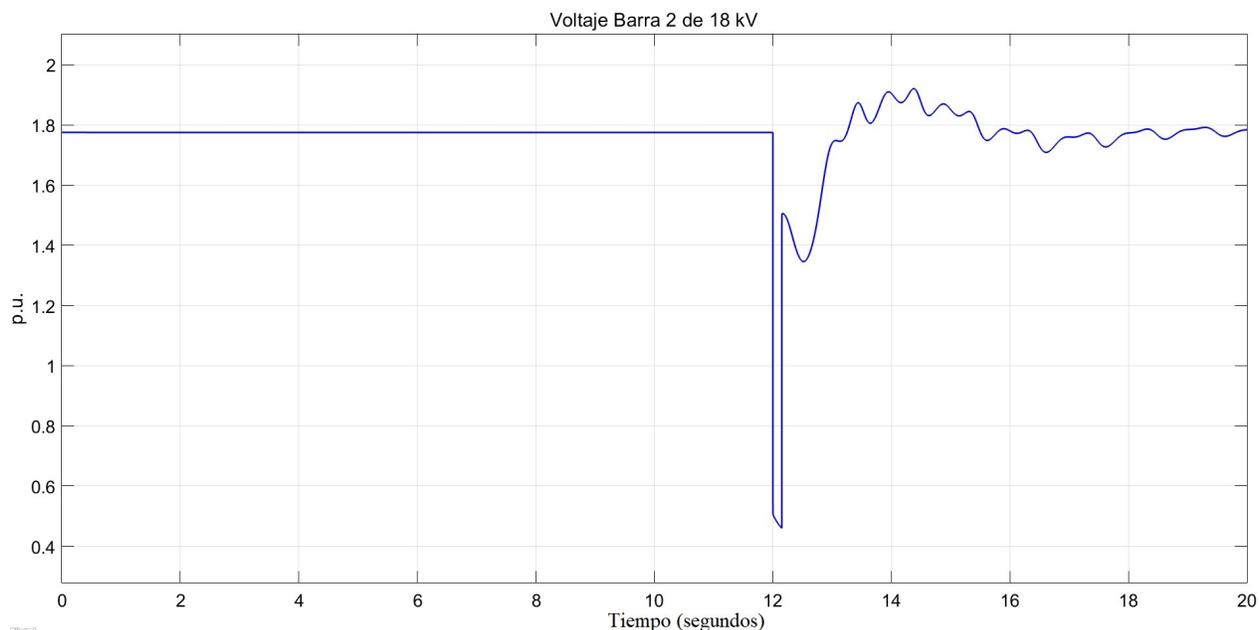


Figura 5.3: Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 9 ciclos

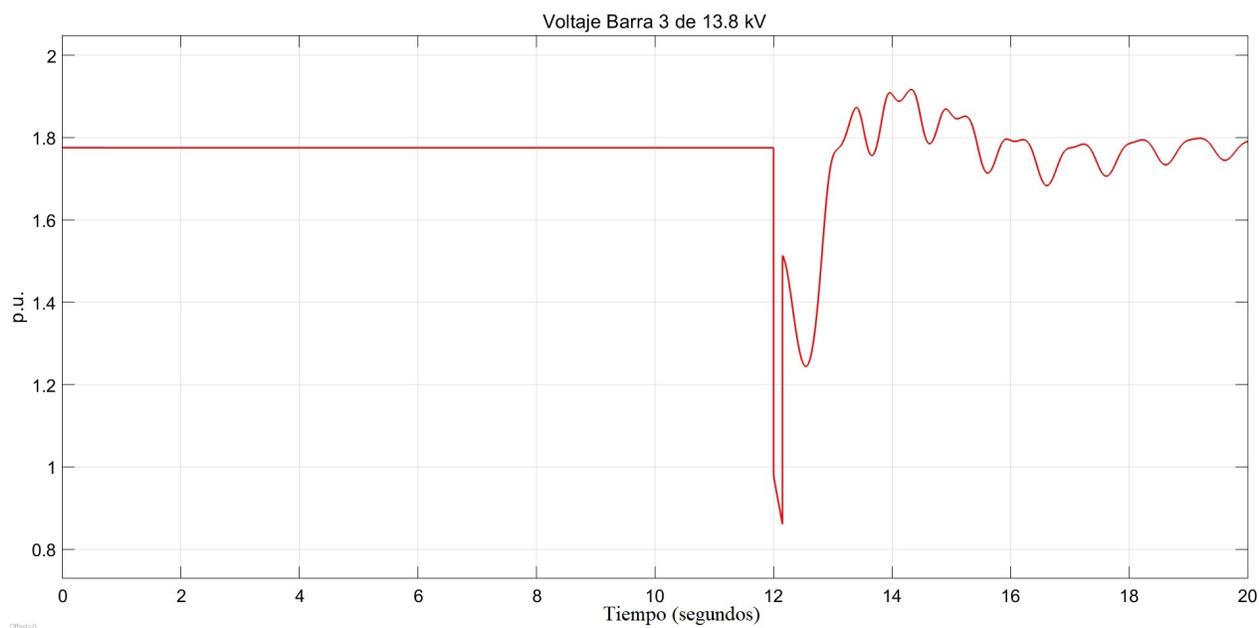


**Figura 5.4:** Desplazamiento angular relativo del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 9 ciclos.

Para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 9 ciclos en la falla, la Figura 5.5 muestra el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV, el cual mantiene su valor de 1.77 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.6 con el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con un valor de 1.77 pu.



**Figura 5.5:** Voltaje Fase a Tierra en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 9 ciclos



**Figura 5.6:** Voltaje Fase a Tierra en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 9 ciclos

Para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 10 ciclos (0.167 s). En la Figura 5.7 se aprecia el desplazamiento angular de los generadores 1, 2 y 3, con oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, el voltaje en la barra 2 de 18 kv del generador 2, presenta variaciones causadas por la inestabilidad del sistema, como se muestra en la Figura 5.8. Además, en la Figura 5.9 se muestra el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con variaciones de igual forma que en la barra 2, consecuencia de un sistema inestable.

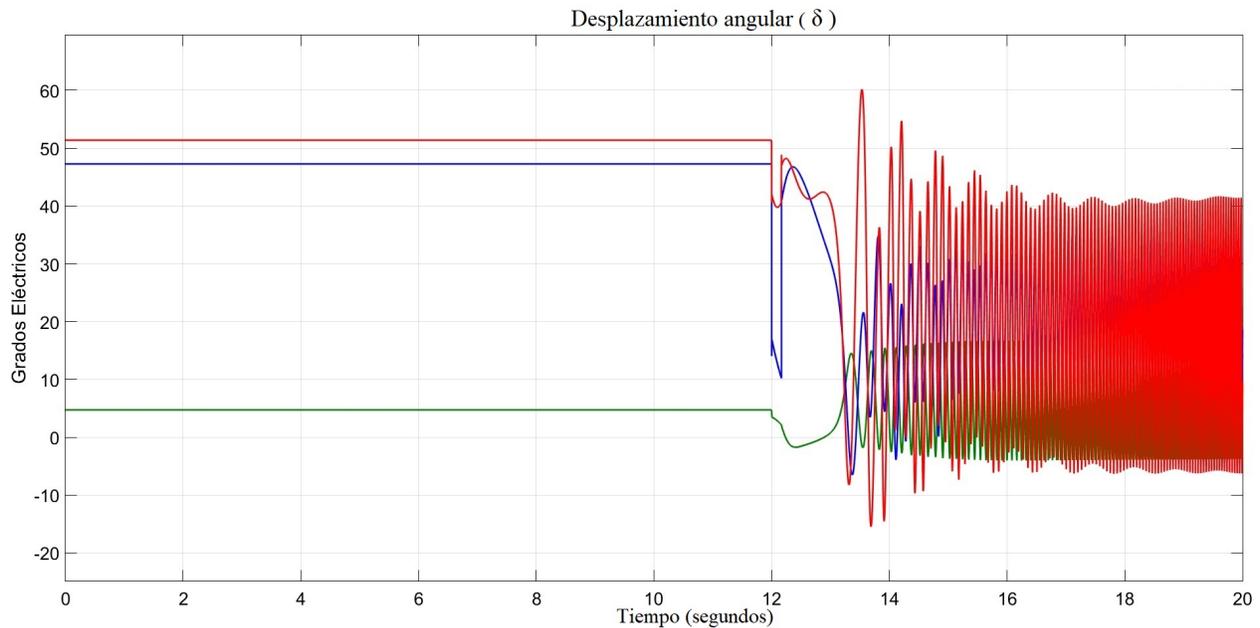
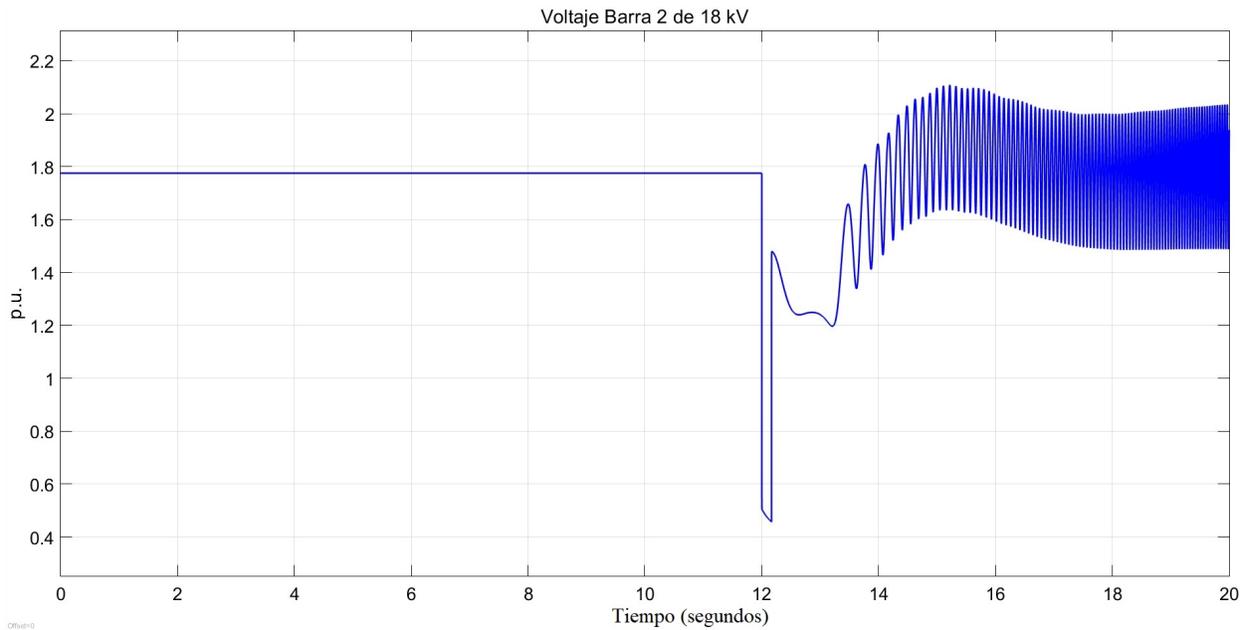
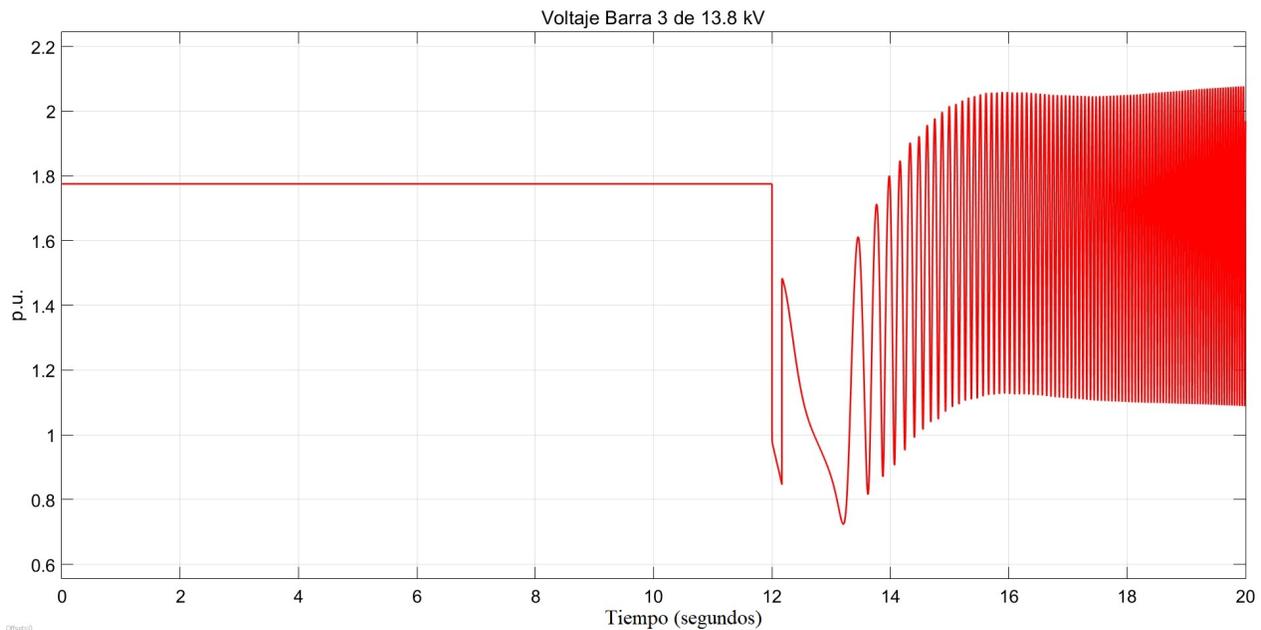


Figura 5.7: Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos

El primer escenario se emplea como marco de referencia para observar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación sin integración de energía eólica. El cual nos lleva a concluir, que la localización de la falla, afectan a la estabilidad transitoria. Como lo podemos observar, en la Figura 5.3 , los ángulos de carga de los generadores, con una falla trifásica en la línea de transmisión 5-7, el TCLF fue de 9 ciclos.



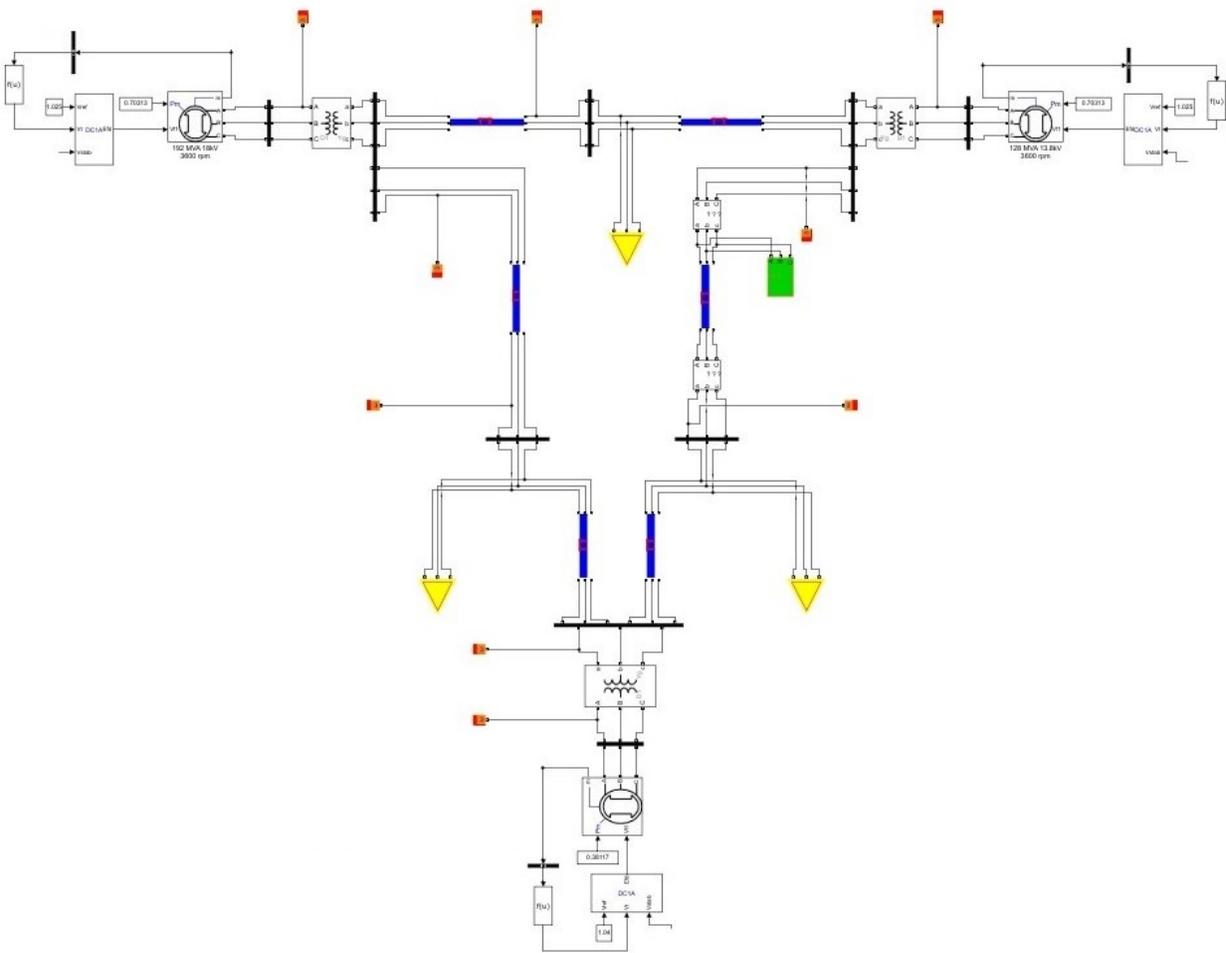
**Figura 5.8:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos



**Figura 5.9:** Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 10 ciclos

### 5.1.2. Falla en línea de transmisión 6-9

Para este análisis se conserva las mismas condiciones del escenario anterior con la única diferencia en la aplicación de la falla trifásica simétrica que para este caso es la línea de transmisión 6-9, de la red eléctrica propuesta. Este escenario nace de la hipótesis, la cual establece que, la estabilidad de un sistema eléctrico se compromete ante una falla con una localidad cercana al generador con mayor aporte de potencia tiene. Por lo anterior, la potencia de salida y voltaje de la red eléctrica propuesta, corresponden los valores de la Tabla 5.1. El modelo en MATLAB-Simulink®<sup>®</sup>, se muestra en la Figura 5.10 y el diagrama unifilar en la Figura 5.11.



**Figura 5.10:** Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB-Simulink®<sup>®</sup>, considerando una falla en la línea de transmisión 6-9



Para el análisis de ET se emplea un periodo de evaluación de 10 s después de la perturbación con una duración de 10 ciclos. Como resultado, en la Figura 5.12, se muestra el desplazamiento angular,  $\delta$ , de los generadores síncronos 1, 2 y 3 en grados eléctricos, mostrando oscilaciones sin que el sistema pierda su estabilidad, así como también desplazamiento angular relativo, el cual se muestra en la Figura 5.13. Se aprecia cómo se amortigua las oscilaciones causadas por la falla, de donde resulta que el sistema se encuentra en estabilidad.

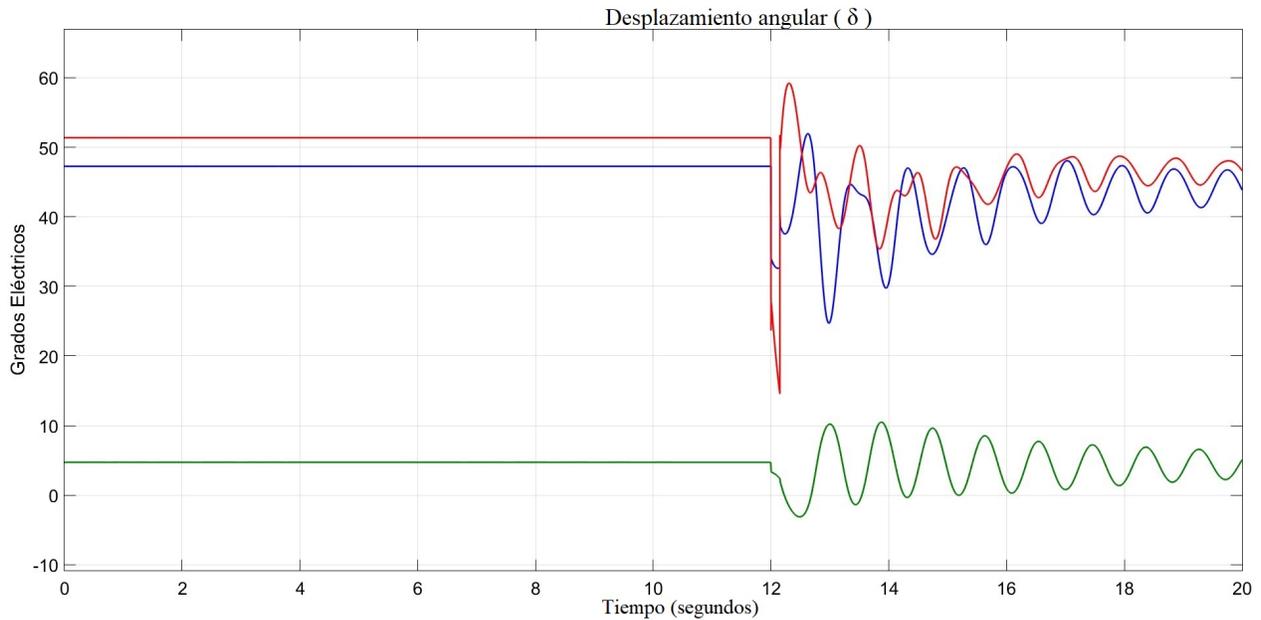
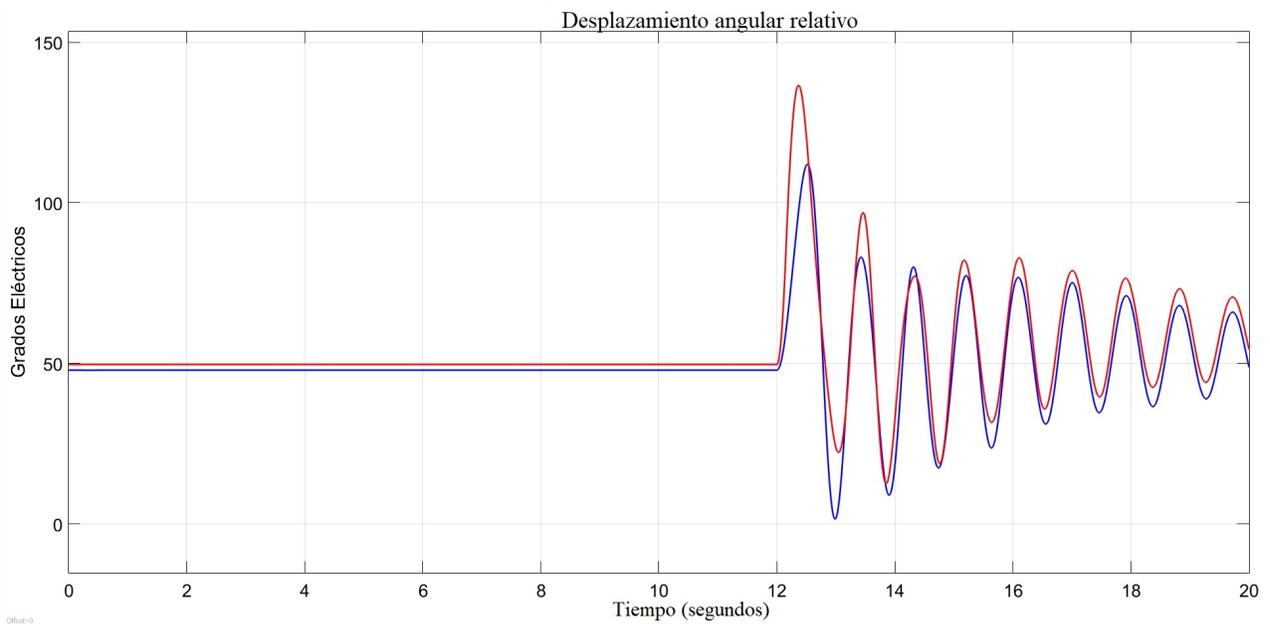
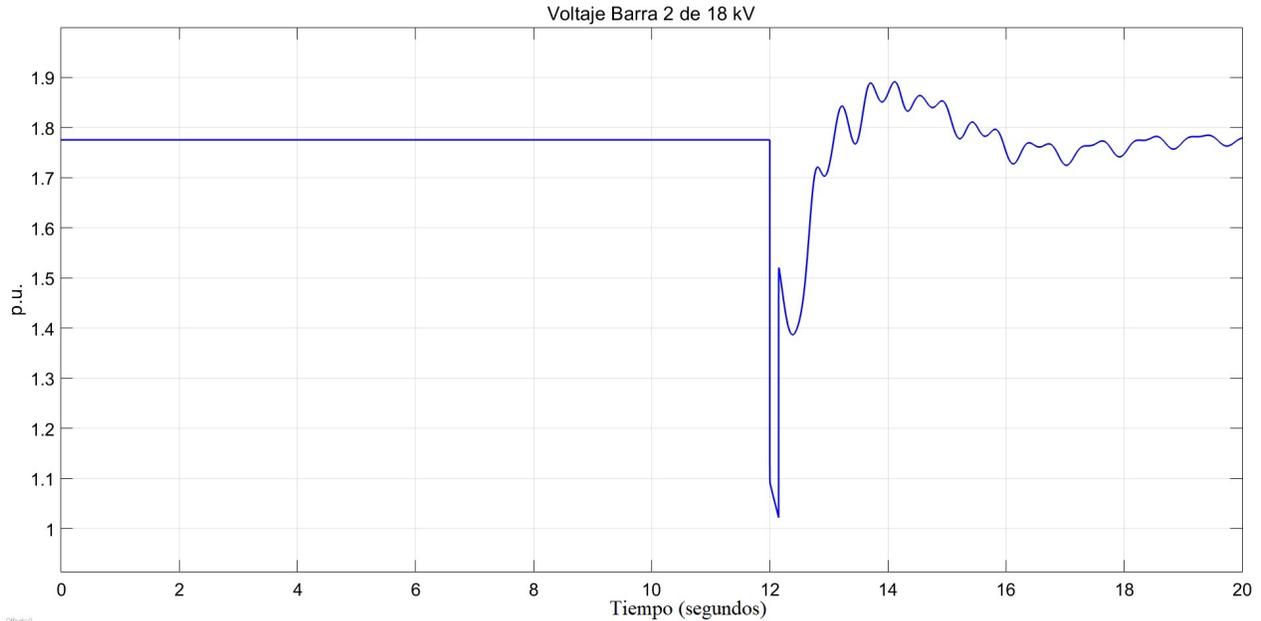


Figura 5.12: Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos

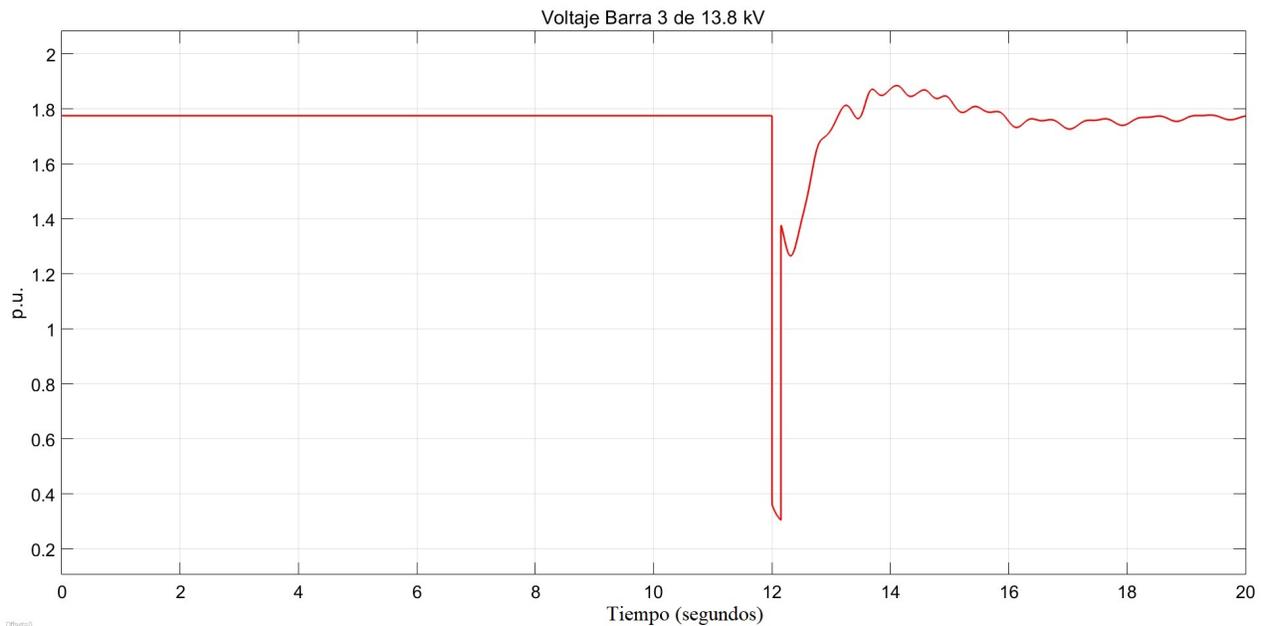


**Figura 5.13:** Desplazamiento angular relativo del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 10 ciclos

Por otra parte, para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 10 ciclos en la falla, en la Figura 5.14 se muestra el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV, el cual mantiene su valor de 1.77 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.15 con el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con un valor de 1.77 pu.



**Figura 5.14:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos



**Figura 5.15:** Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 10 ciclos

Para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 11 ciclos (0.183 s). En la Figura 5.16 se aprecia el desplazamiento angular de los generadores 1, 2 y 3 con oscilaciones de gran magnitud, como resultado el sistema es inestable. Así mismo, el voltaje en la barra 2 de 18 kv del generador 2 presenta variaciones causadas por la inestabilidad del sistema, como se muestra en la Figura 5.17. Además, en la Figura 5.18 se muestra el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con variaciones de igual forma que en la barra 2, esto es causado por un sistema inestable.

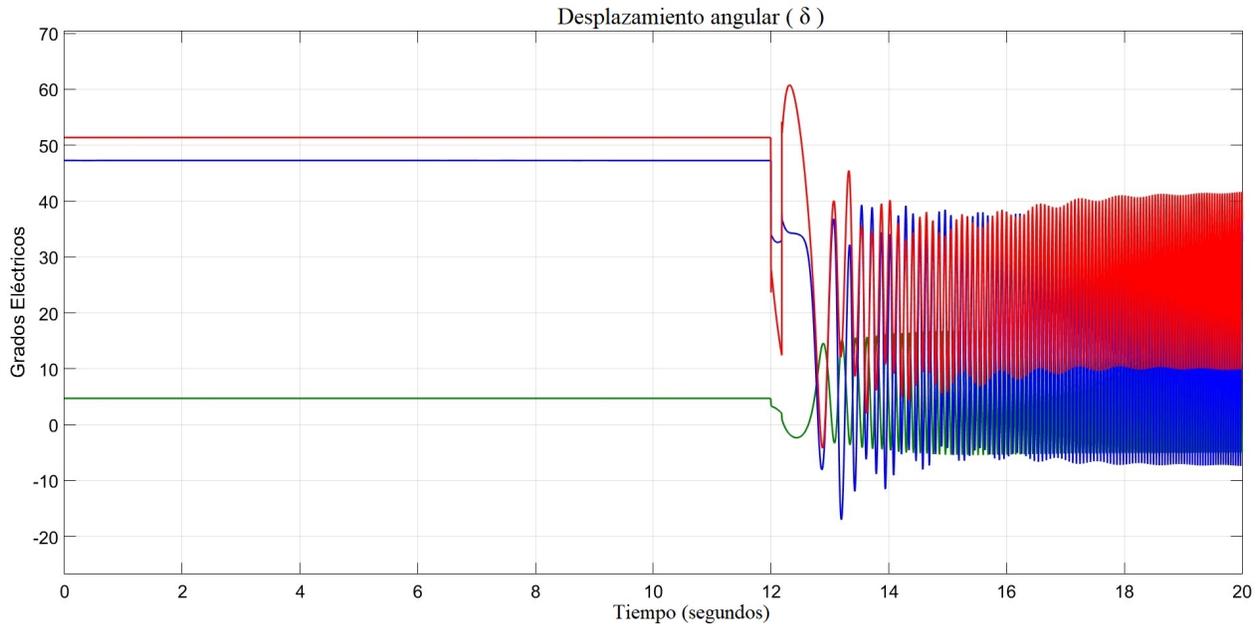
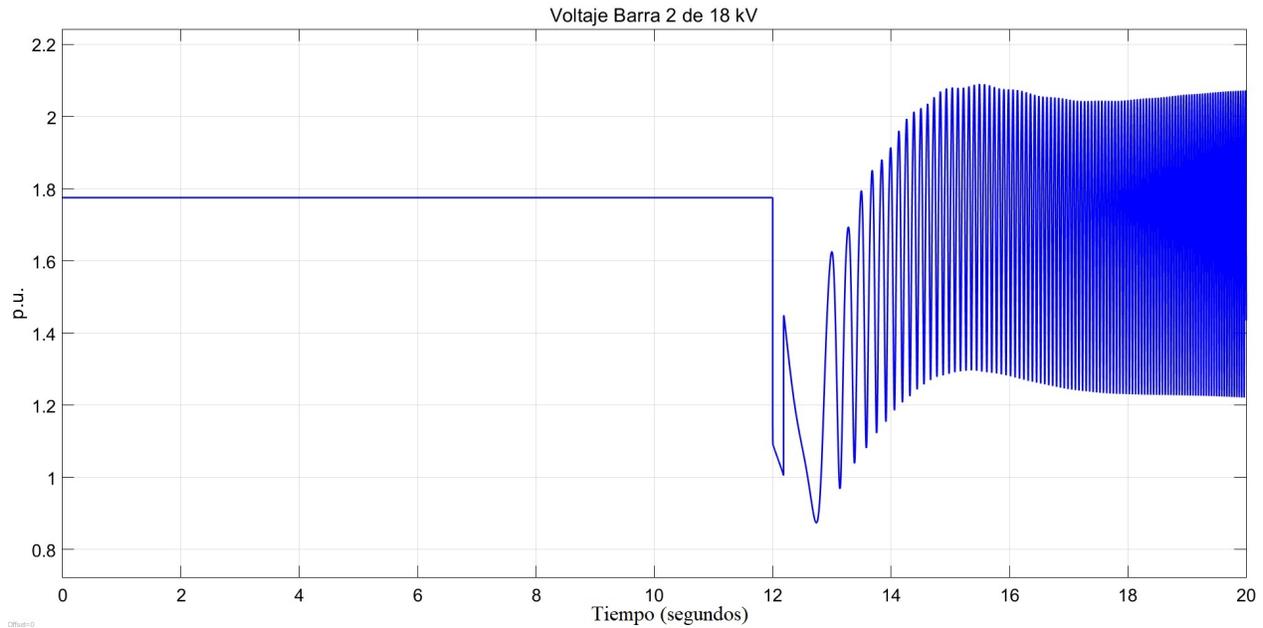
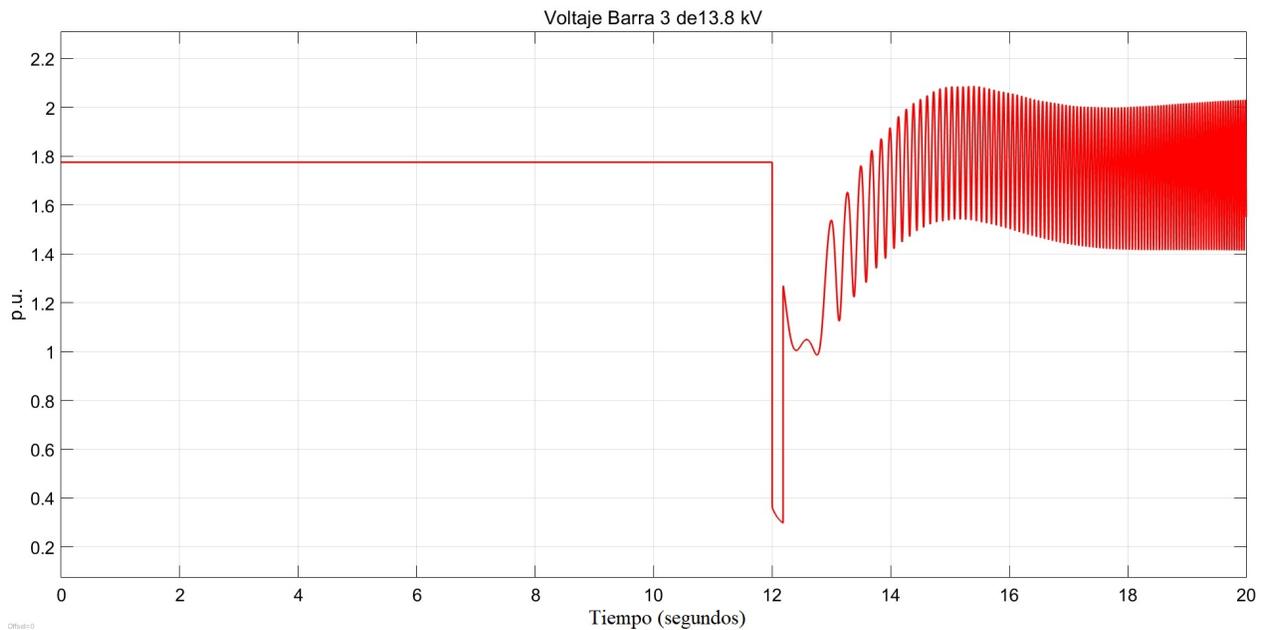


Figura 5.16: Desplazamiento angular del generador 1,2 y 3 con una falla trifásica de 11 ciclos

Los ángulos de carga de los generadores, con una falla trifásica en la línea de transmisión 6-9, muestran un TCLF de 10 ciclos. La diferencia del TCLF de un ciclo, entre la falla en la línea 5-7 y la falla en la línea 6-9, radica en la localización de la falla trifásica, así como también, en la aportación del generador que esté más cerca. Podemos observar que, cuando la falla se localiza cerca del generador donde más aporte de energía al sistema tiene, compromete la estabilidad del sistema, que en el caso particular de este estudio, es en el generador 2.



**Figura 5.17:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 11 ciclos



**Figura 5.18:** Voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 11 ciclos

## 5.2. Escenario 2: Análisis de ET en SEP con 30% de inyección de Energía Eólica SCIG

En este escenario, para el análisis de ET, se aplica una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7. La potencia de salida de cada uno de los generadores de la red eléctrica propuesta así como también sus voltajes están definidos en la Tabla 5.4. La Granja Eólica está conformada por 6 bloques. Cada bloque esta constituido por 10 turbinas las cuales producen energía eléctrica mediante generadores SCIG, para dar un total de 90 MW. En la Figura 5.20 se muestra la red eléctrica propuesta con las características descritas anteriormente así mismo en la Figura 5.19 se muestra el diagrama unifilar, por otra parte, en el Anexo II se muestra como está conformada la Granja Eólica.

Generador	Barra	Voltaje en Barra (KV)	Potencia Activa (MW)
Síncrono	1	16.5	94.34
Síncrono	2	18	135
SCIG	3	0.575	90

Tabla 5.4: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 2

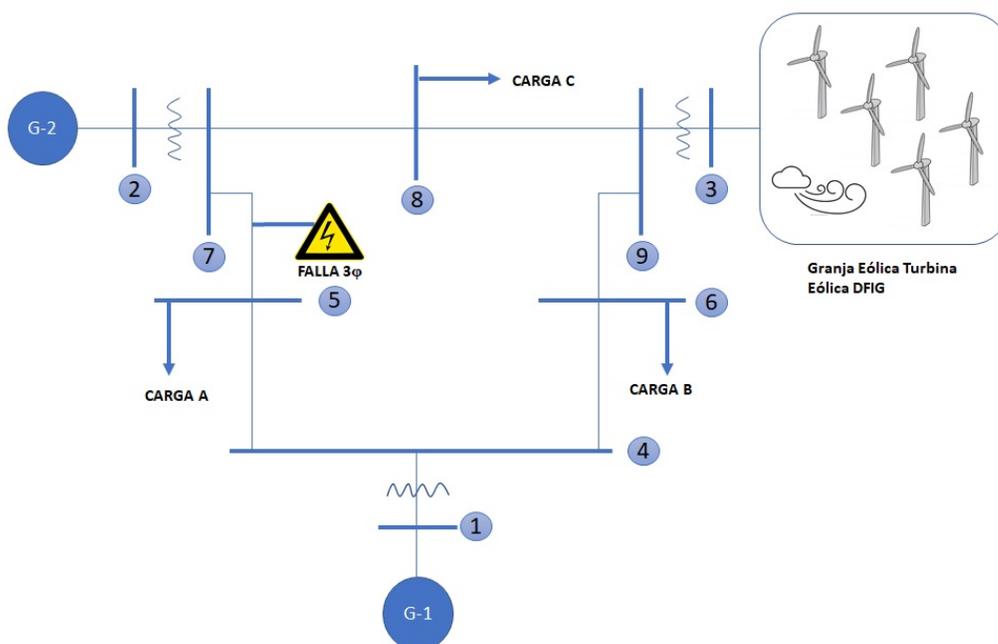
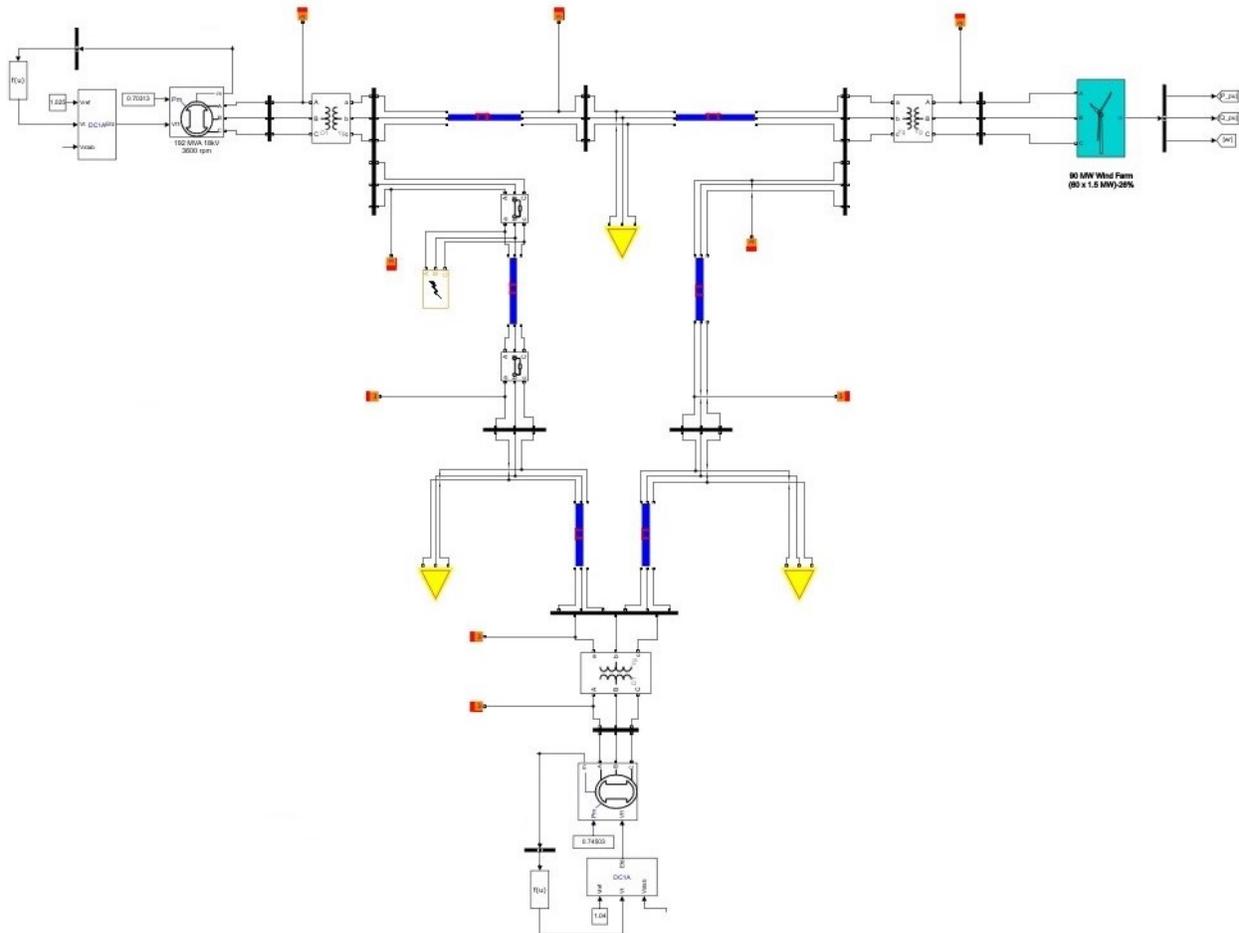
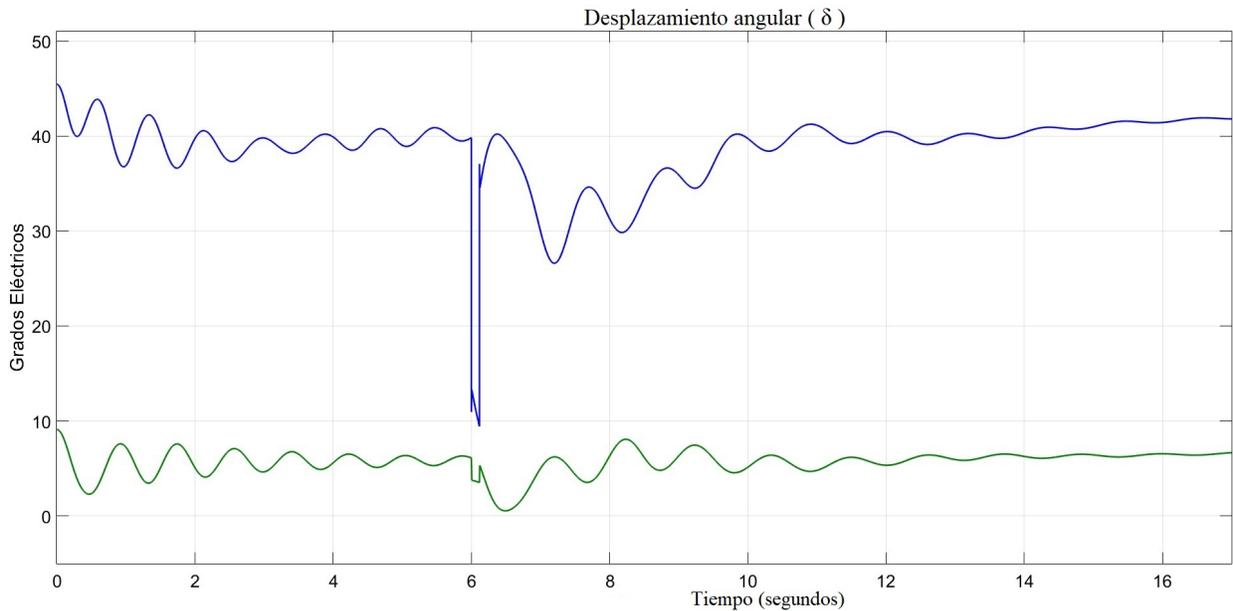


Figura 5.19: Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 2

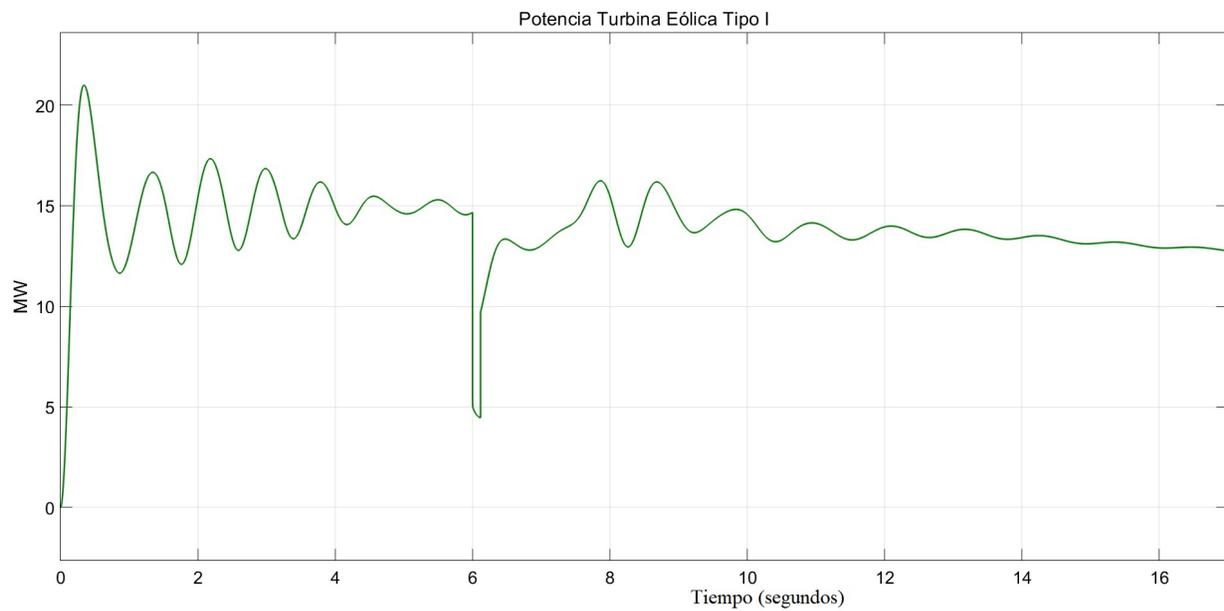


**Figura 5.20:** Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB-Simulink®), considerando turbinas eólicas SCIG

Para dar inicio al análisis de ET, se aplica una falla trifásica a los 6 s, con una duración de 7 ciclos (0.1166 s). En la Figura 5.21 se muestra el desplazamiento angular para los generadores 1 y 2 en grados eléctricos, en la cual se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo en la Figura 5.22 se aprecia la potencia de salida de uno de los seis bloques que conforma la Granja Eólica, la cual es de 15 MW. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende de 10 s.



**Figura 5.21:** Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 7 ciclos



**Figura 5.22:** Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo I con una falla trifásica de 7 ciclos

Por otra parte para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 7 ciclos en la falla, en la Figura 5.23 se muestra el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV, el cual mantiene su valor de 1.77 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.24 con el voltaje en pu de la barra 3 de 575 V, donde se interconecta la Granja Eólica, manteniendo su valor de 0.97 pu después de la falla.

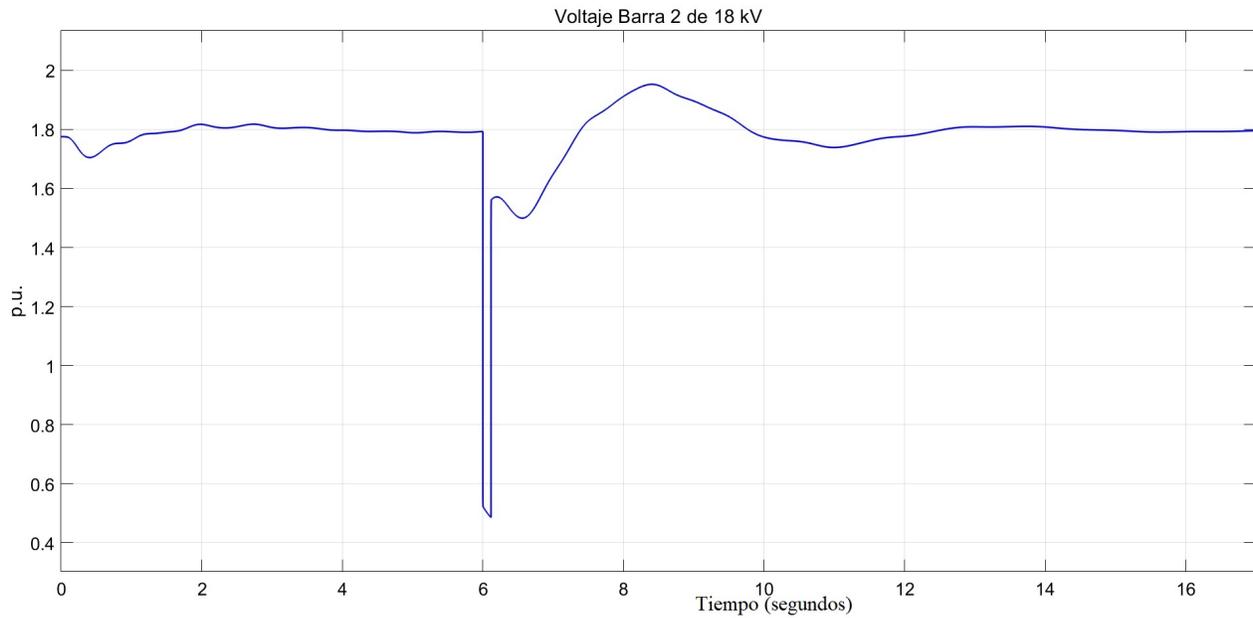
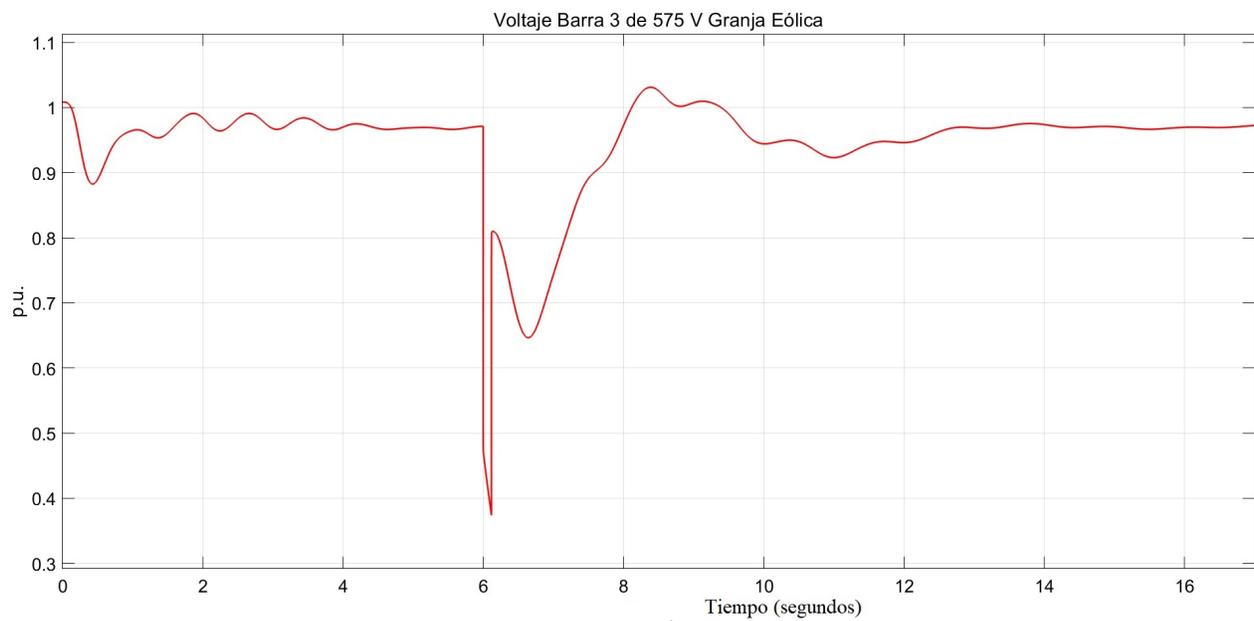


Figura 5.23: Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 7 ciclos



**Figura 5.24:** Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 7 ciclos

Ahora bien para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 8 ciclos (0.133 s). En la Figura 5.25 se aprecia el desplazamiento angular de los generadores 1 y 2 con oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, la potencia del bloque de 15 MW de la Granja Eólica presenta variaciones en su entrega, como se muestra en la Figura 5.26.

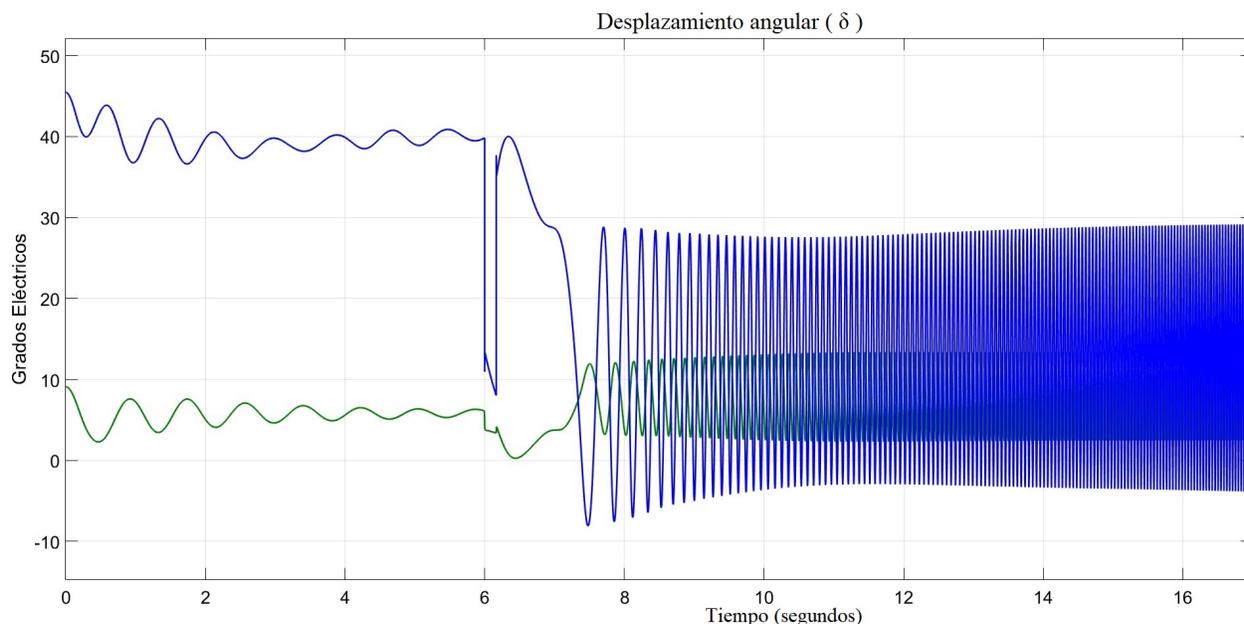


Figura 5.25: Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 8 ciclos

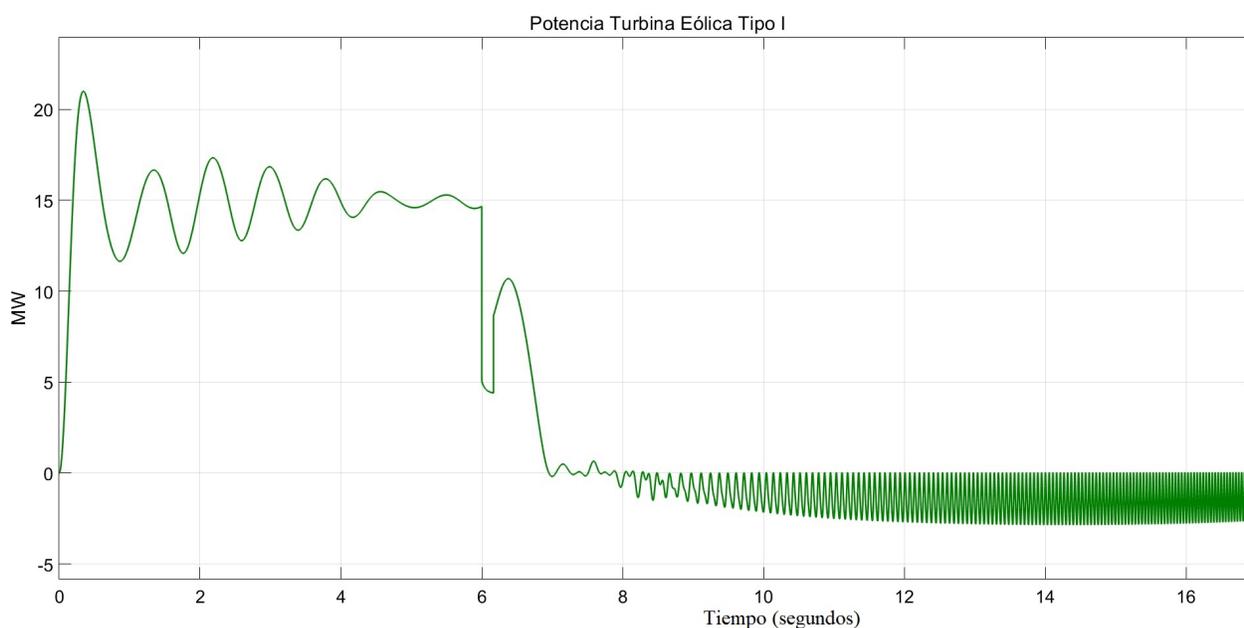


Figura 5.26: Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo I con una falla trifásica de 8 ciclos

Además se observa el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV en la Figura 5.27, el cual muestra variabilidad después de la falla así como también en la Figura 5.28 el voltaje en pu de la barra 3 de 575V, donde se encuentra acoplada la Granja Eólica, mostrando variaciones. En ambas figuras, la red eléctrica propuesta se encuentra inestable por la duración de la falla de 8 ciclos.

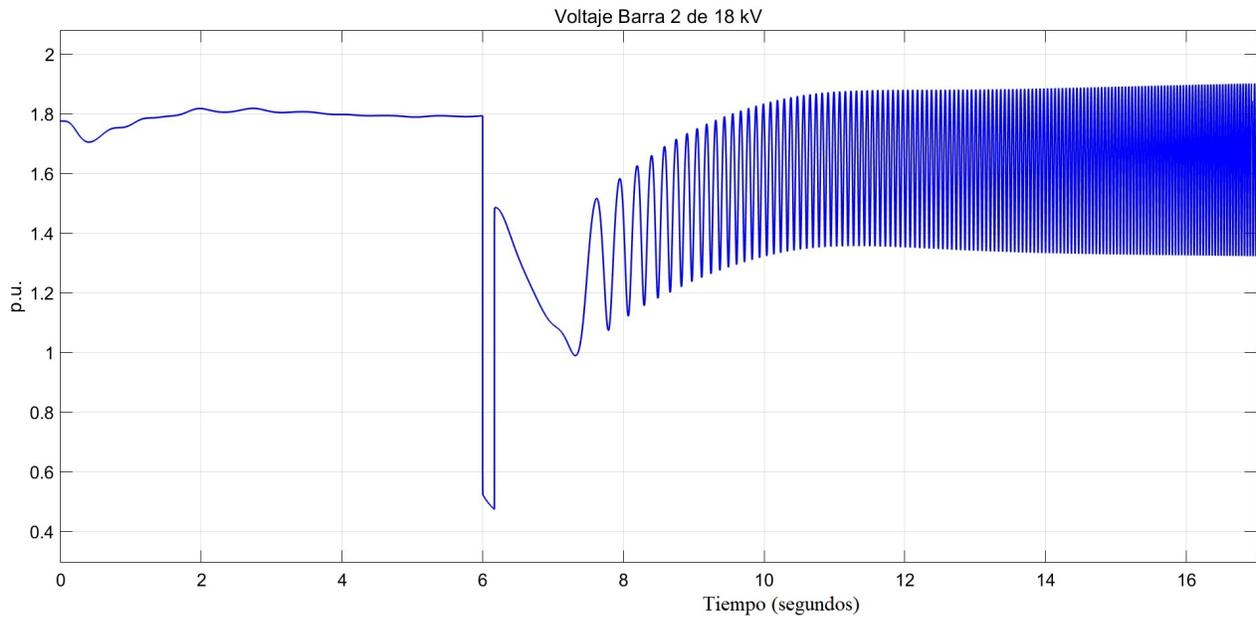
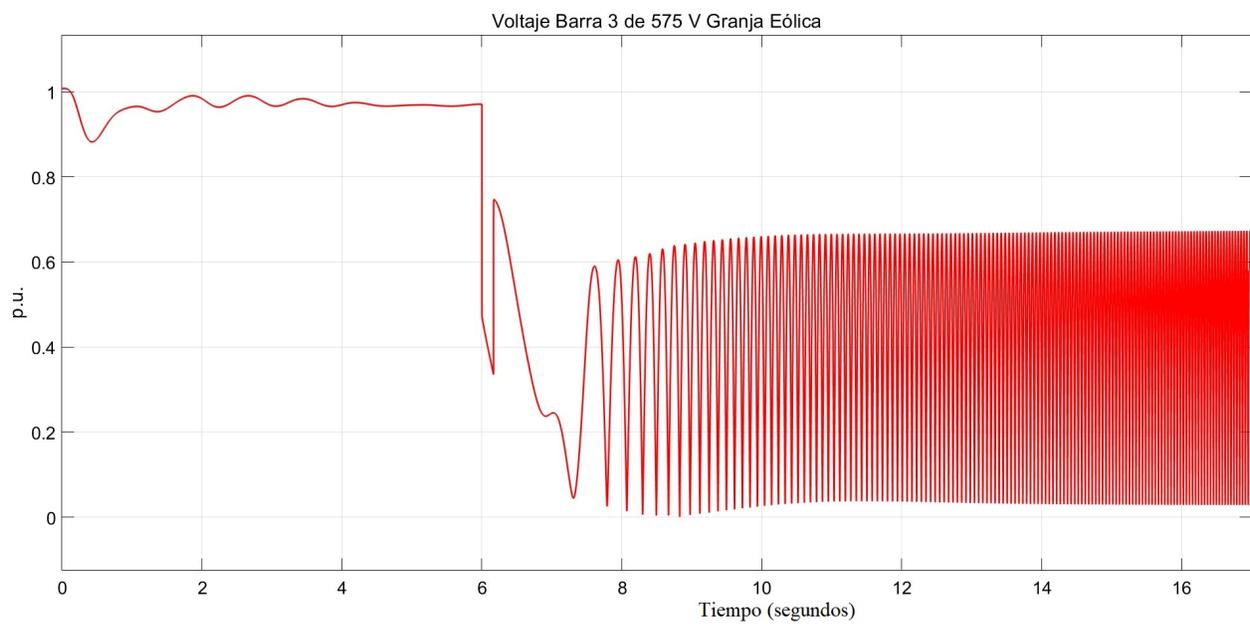


Figura 5.27: Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 8 ciclos



**Figura 5.28:** Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 8 ciclos.

Este tipo de turbina eólica, emplea un generador de inducción tipo jaula de ardilla, el cual siempre extrae energía reactiva de la red, sin embargo para este modelo, no se emplea ningún tipo de compensador, como un banco de capacitores o un compensador SVC o STATCOM'S, para compensar la potencia reactiva. La turbina, por sus características, es de velocidad fija y está directamente acoplada a la red por medio del transformador de potencia, operando a la frecuencia del sistema, como se muestra en la Figura 3.5.

Cuentan solamente con un control para gobernar el ángulo de las palas del rotor (pitch control). La turbina SCIG, aporta inestabilidad al sistema, como se puede apreciar en los ángulos de carga, Figura 5.21 ,con un TCLF de 7 ciclos, aplicando una falla trifásica en la línea de transmisión 5-7, en comparación con el escenario 1, misma ubicación de la falla, con un TCLF de 9 ciclos. Podemos observar, en la Figura 5.24 , la caída del voltaje de la barra de acoplamiento de la Granja Eólica, ante una falla trifásica de 7 ciclos, el cual podemos inferir que este tipo turbinas no soportan perturbaciones, por falta de compensación en la potencia reactiva, provocando la desconexión de la granja.

Cabe mencionar que este tipo de turbinas actualmente no se emplean, ya que fueron modelos pioneros en la utilización de la energía del viento, sin embargo, todavía existen granjas eólicas con este tipo de tecnología, las cuales deben de realizarse modificaciones, para soportar perturbaciones. Por lo tanto, en este estudio se infiere, arriba del 30 % de inyección de energía eólica con turbinas tipo SCIG, compromete el límite de estabilidad en régimen transitorio del sistema.

### 5.3. Escenario 3: Análisis de ET en SEP con 30% de inyección de Energía Eólica DFIG

#### Caso A: inyección del 30% de energía eólica con turbinas DFIG

En este escenario, para el análisis de ET, se aplica una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7 en el SEP propuesto. Por otra parte, la potencia de salida de cada uno de los generadores de la red eléctrica propuesta así como también sus voltajes están definidos en la Tabla 5.5. Se sustituye el generador síncrono 3 por una Granja Eólica de 60 Turbinas Eólicas de 1.5 MW tipo DFIG. En la Figura 5.30 se muestra la red eléctrica propuesta, con las características descritas anteriormente y en la Figura 5.29.

Generador	Barra	Voltaje en Barra (KV)	Potencia Activa (MW)
Síncrono	1	16.5	94.34
Síncrono	2	18	135
DFIG	3	0.575	90

Tabla 5.5: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 3, caso A

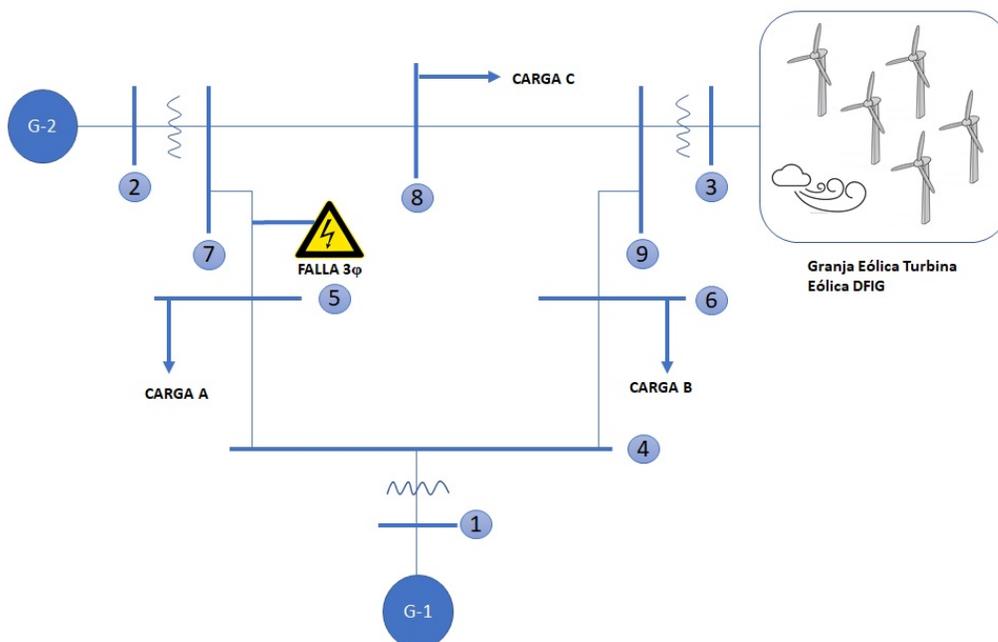
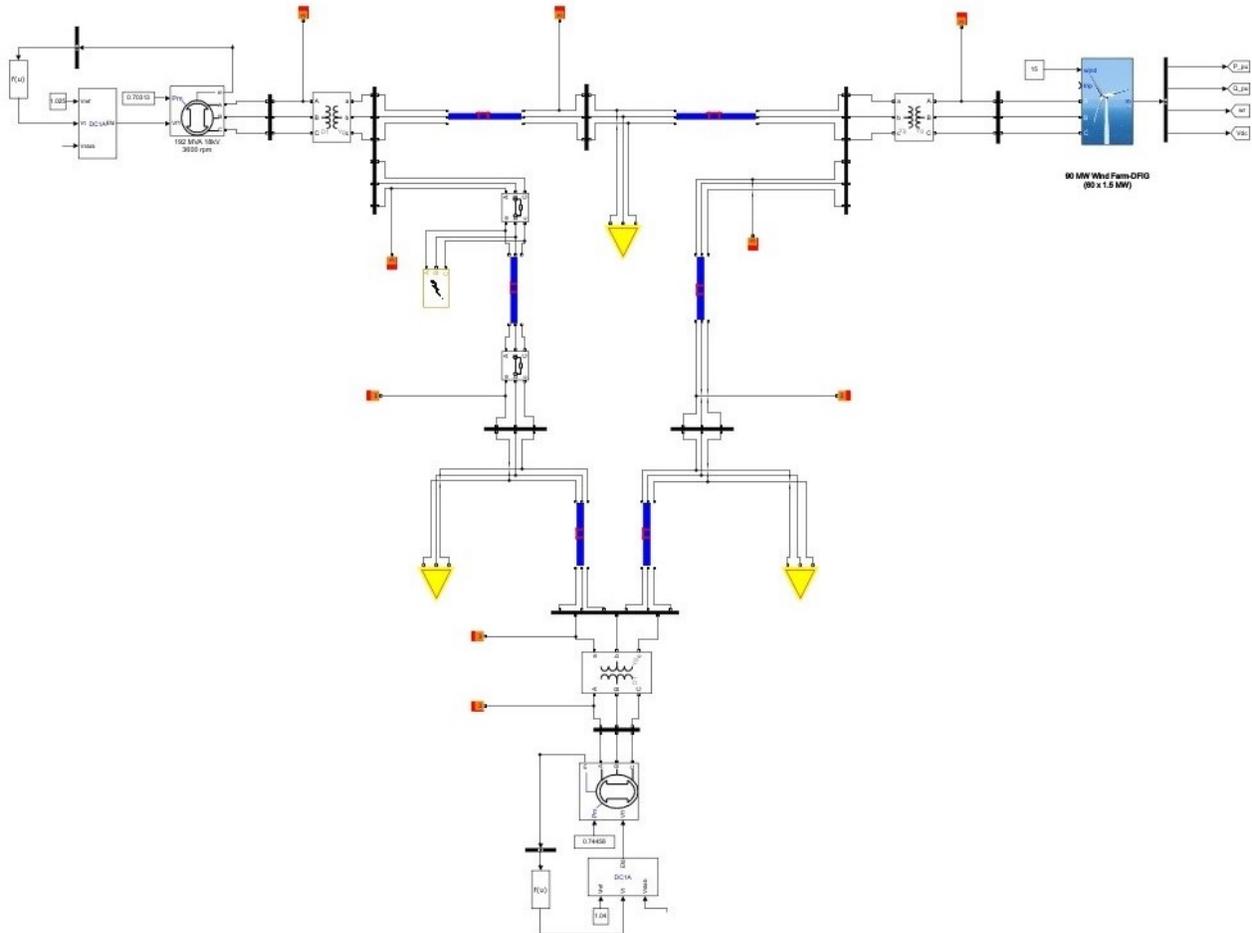
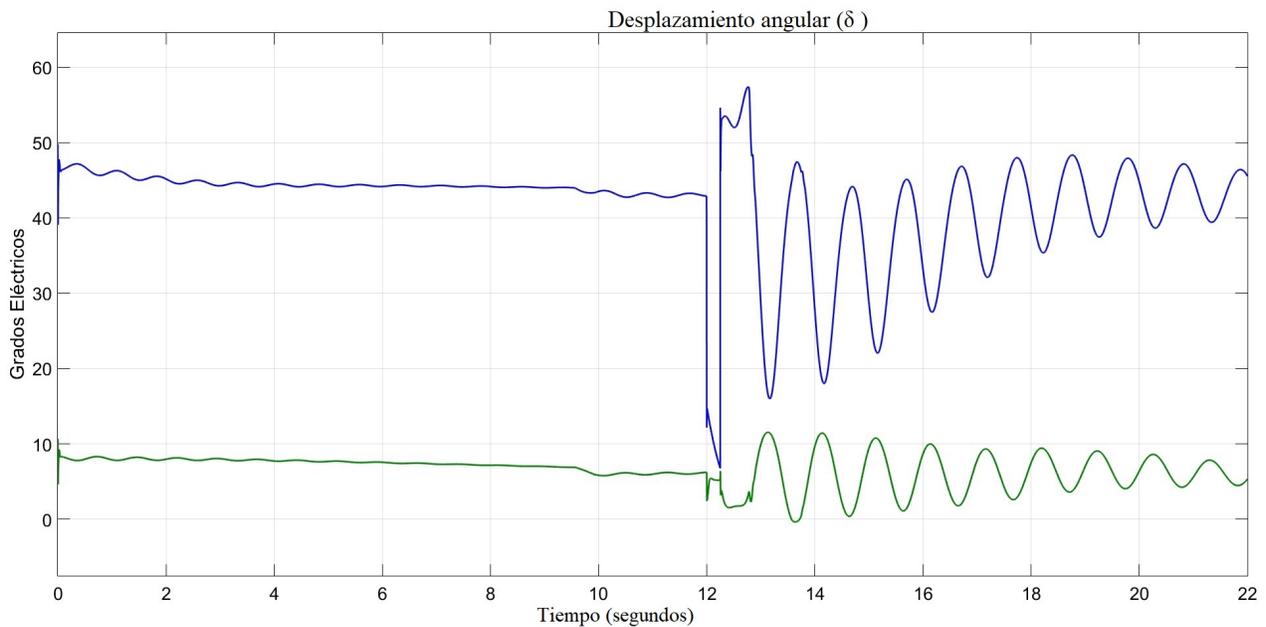


Figura 5.29: Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 3.

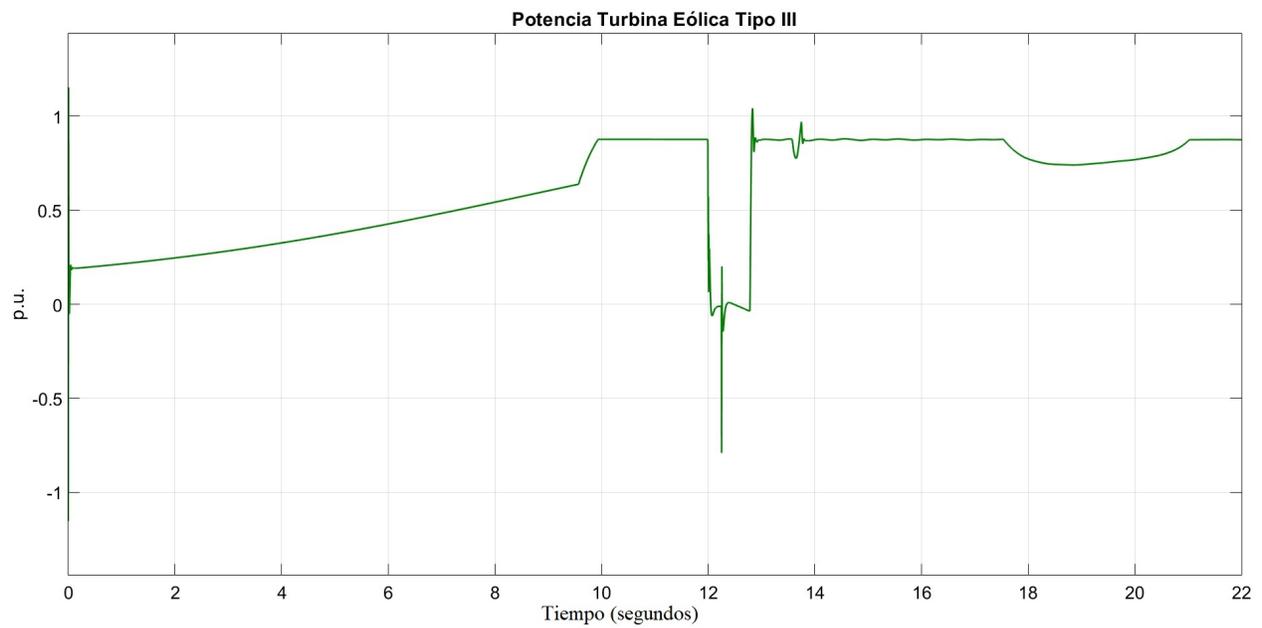


**Figura 5.30:** Modelo de la red eléctrica propuesta en MATLAB-Simulink® , considerando turbinas eólicas DFIG.

Para dar inicio al análisis de ET, se aplica una falla trifásica a los 12 s, con una duración de 15 ciclos (0.250 s). En la Figura 5.31 se muestra el desplazamiento angular para los generadores 1 y 2, en grados eléctricos, en la cual se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones, sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo en la Figura 5.32 se aprecia la potencia de salida en pu de la Granja Eólica de 90 MW, con una entrega de potencia en 1.2 pu al sistema. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende de 10 s.

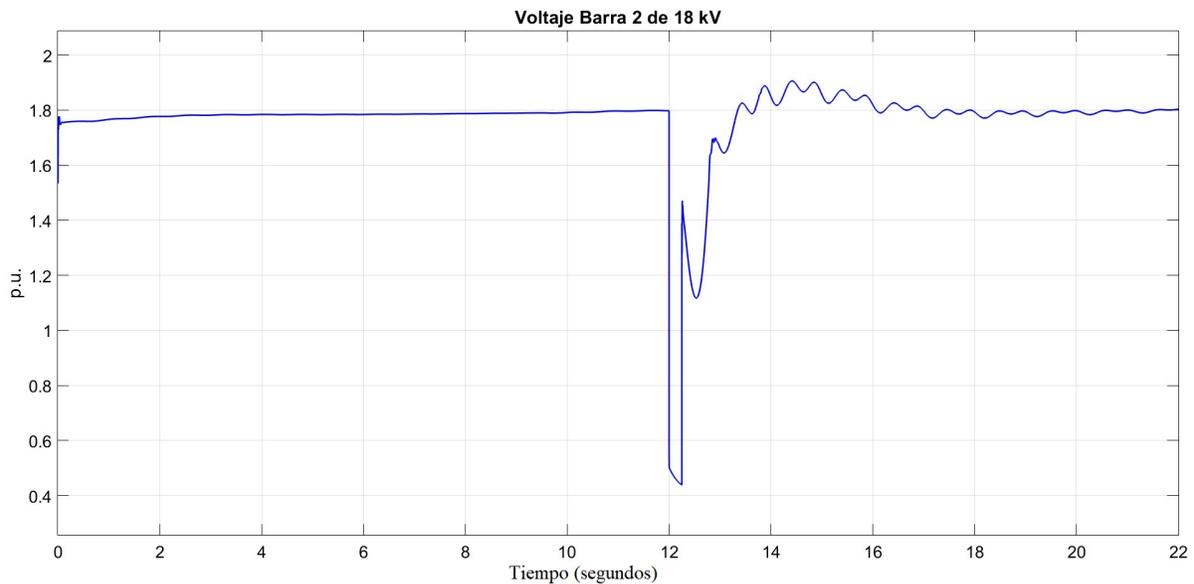


**Figura 5.31:** Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 15 ciclos

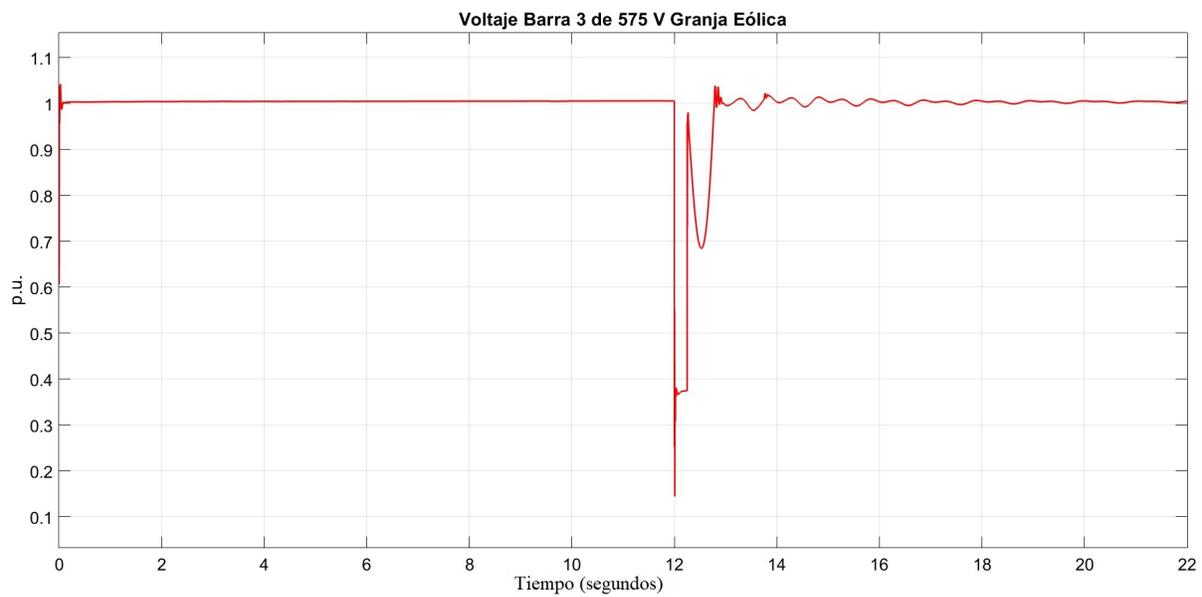


**Figura 5.32:** Potencia en p.u. de la Turbina Eólica DFIG con una falla trifásica de 15 ciclos

Para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 15 ciclos en la falla, en la Figura 5.33 se muestra el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV, el cual mantiene su valor de 1.8 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.34 con el voltaje en pu de la barra 3 de 575 V, donde se interconecta la Granja Eólica con turbinas tipo DFIG, mantiene su valor de 1 pu después de la falla. Dado que el modelo de la turbina eólica tiene control en la regulación del voltaje, es apreciable como actúa este control después de la perturbación.



**Figura 5.33:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 15 ciclos



**Figura 5.34:** Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 15 ciclos

Así mismo para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 16 ciclos (0.267 s). En la Figura 5.35 se aprecia el desplazamiento angular de los generadores 1 y 2 con oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, la potencia en pu de la Granja Eólica de de 90 MW, presenta grandes variaciones en su entrega, como se muestra en la Figura 5.36.

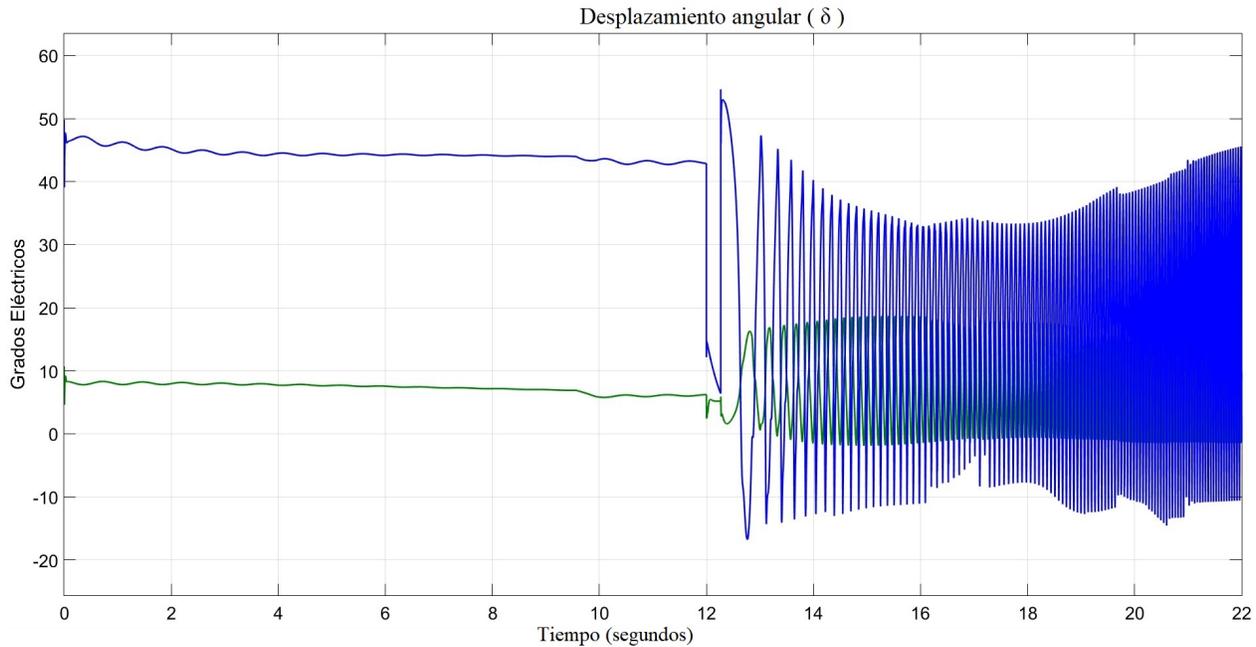


Figura 5.35: Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 16 ciclos

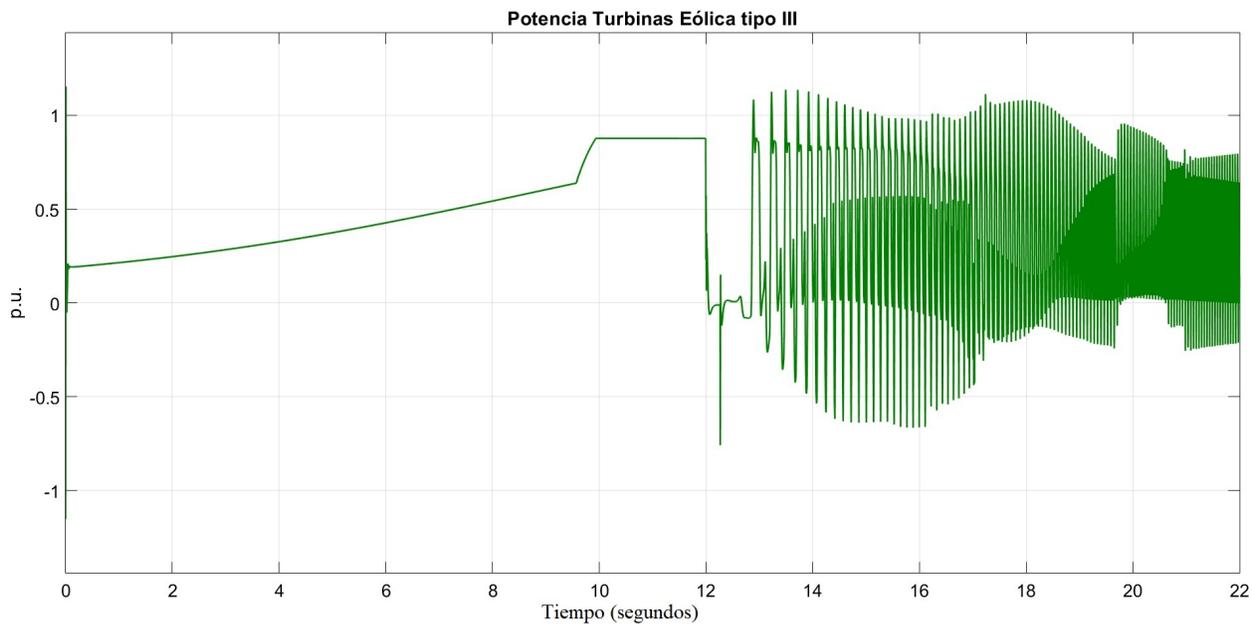
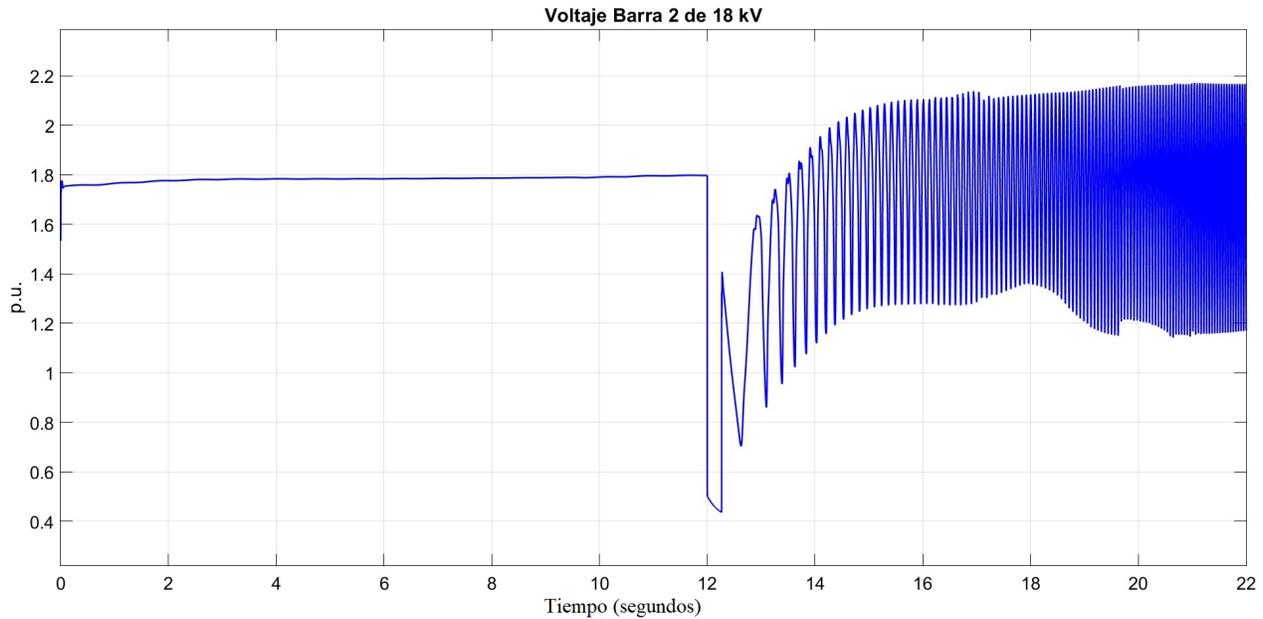
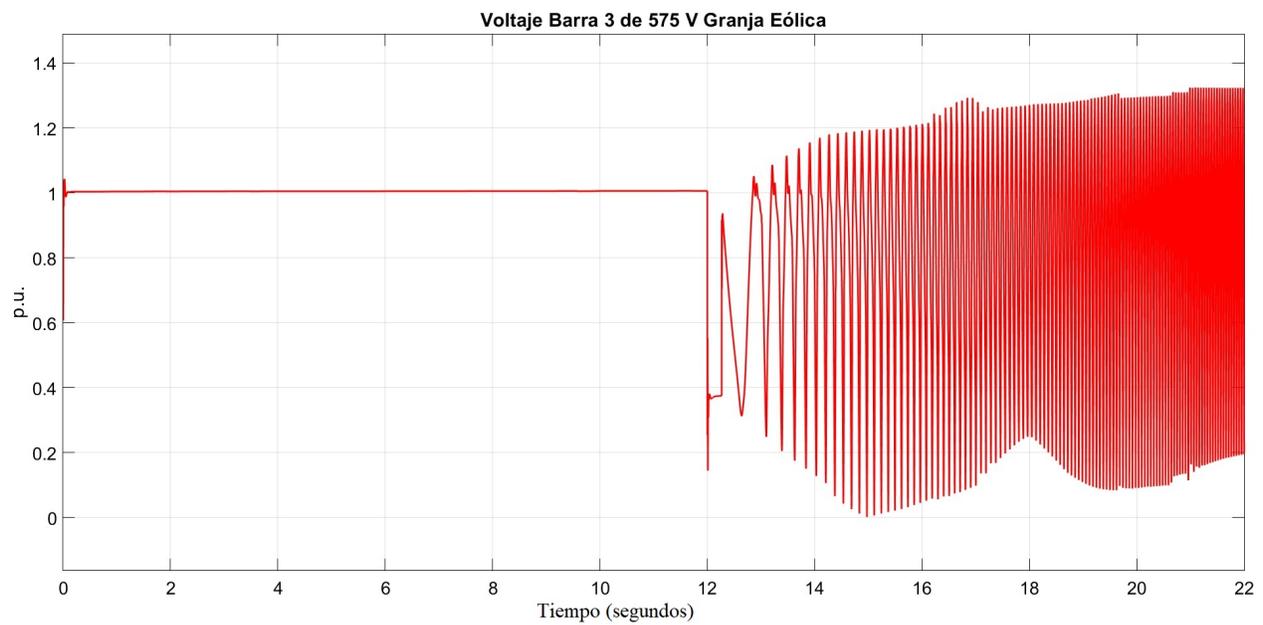


Figura 5.36: Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 16 ciclos

Además se observa el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV en la Figura 5.37, el cual muestra variabilidad después de la falla así como también en la Figura 5.38 el voltaje en pu de la barra 3 de 575V, donde se encuentra acoplada la Granja Eólica, con turbinas eólicas tipo III, mostrando variaciones. En ambas figuras el sistema se encuentra inestable por la duración de la falla de 16 ciclos.



**Figura 5.37:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica 16 ciclos



**Figura 5.38:** Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 16 ciclos

### Caso B: incremento de potencia en generador síncrono 2 al 50 %

Para esta sección del escenario 3, se realiza un análisis de ET, con una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 5-7 en el SEP propuesto. La diferencia del caso anterior radica en la potencia de salida del generador 2, la cual ahora es de 163 MW representando el 50 % de la generación del sistema, como se muestra en la Tabla 5.6. El generador 3, se sustituye por una Granja Eólica de 60 Turbinas Eólicas de 1.5 MW tipo DFIG. En la Figura 5.39 se muestra la red eléctrica propuesta con las características descritas anteriormente.

Generador	Barra	Voltaje en Barra (KV)	Potencia Activa (MW)
Síncrono	1	16.5	67
Síncrono	2	18	163
DFIG	3	0.575	90

Tabla 5.6: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta para el escenario 3, caso B

Para este caso del escenario 3, surgió de nuevo en la hipótesis sobre la localización de la falla. Entre más cerca esté del generador con mayor aporte de potencia tiene al sistema, se compromete la estabilidad. Por lo tanto con el incremento de potencia de salida en el generador 2, se realiza de nuevo un análisis de estabilidad transitoria.

Para dar inicio al análisis en ET, se aplica una falla trifásica a los 12 s, con una duración de 10 ciclos (0.167 s). En la Figura 5.40 se muestra el desplazamiento angular para los generadores 1 y 2 en grados eléctricos, en la cual se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo en la Figura 5.41 se aprecia la potencia de salida en pu de la Granja Eólica de 90 MW, con una entrega de potencia en 1.2 pu al sistema. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende de 10 s.

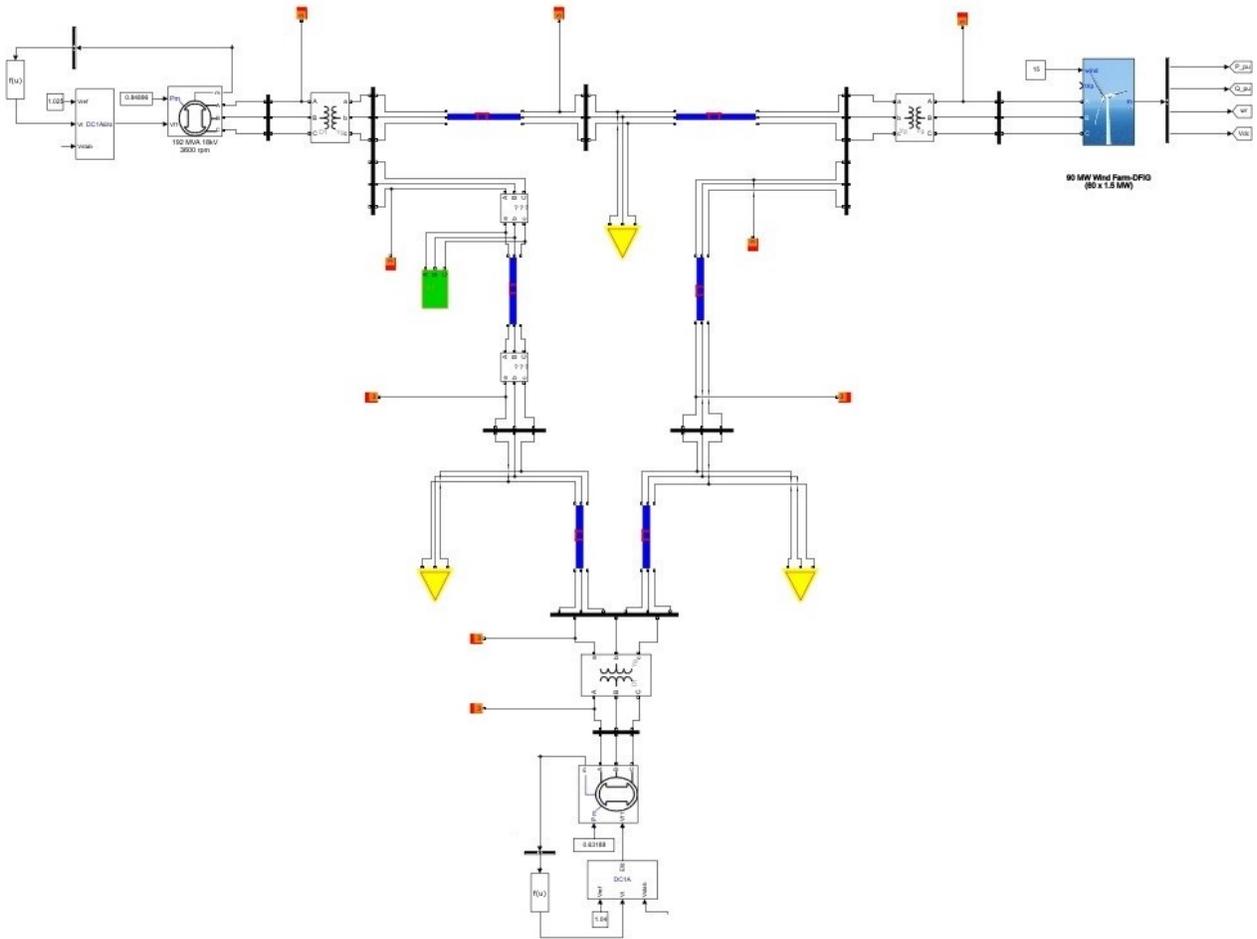


Figura 5.39: Voltaje en pu de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 16 ciclos

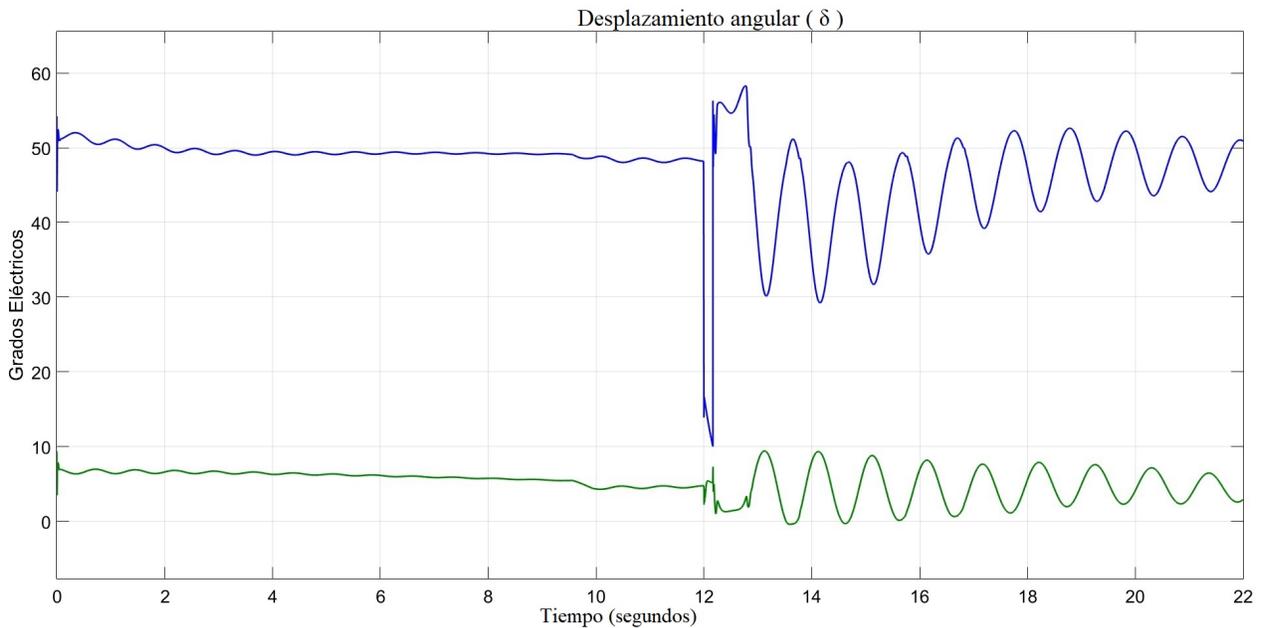
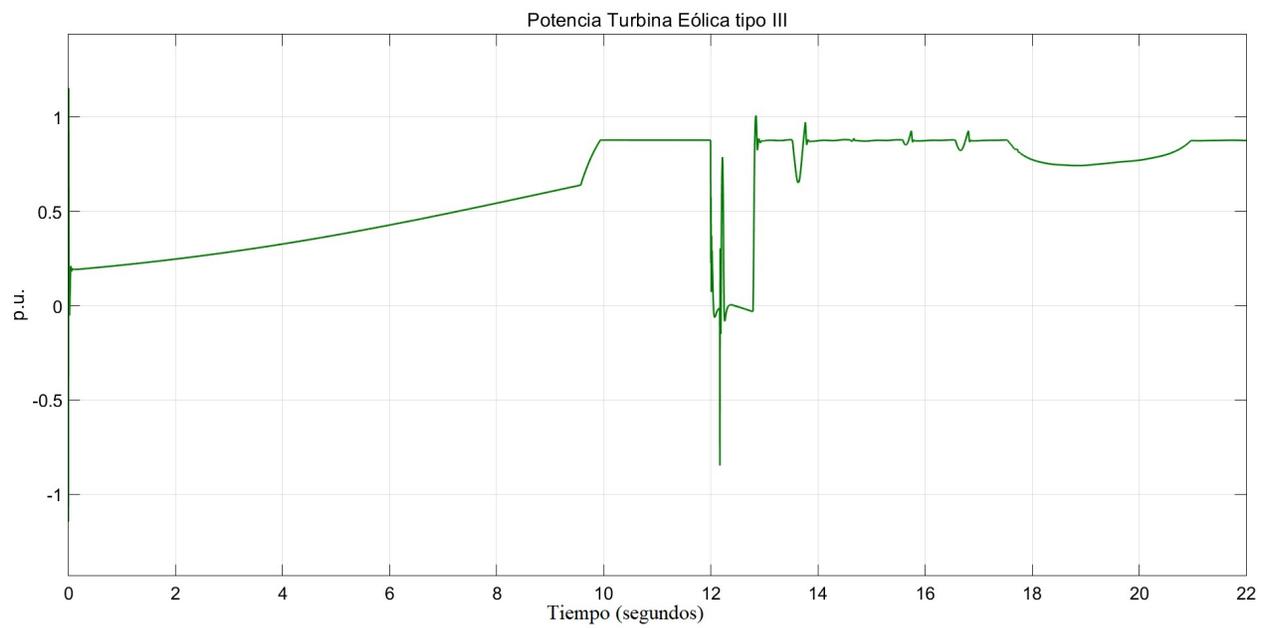
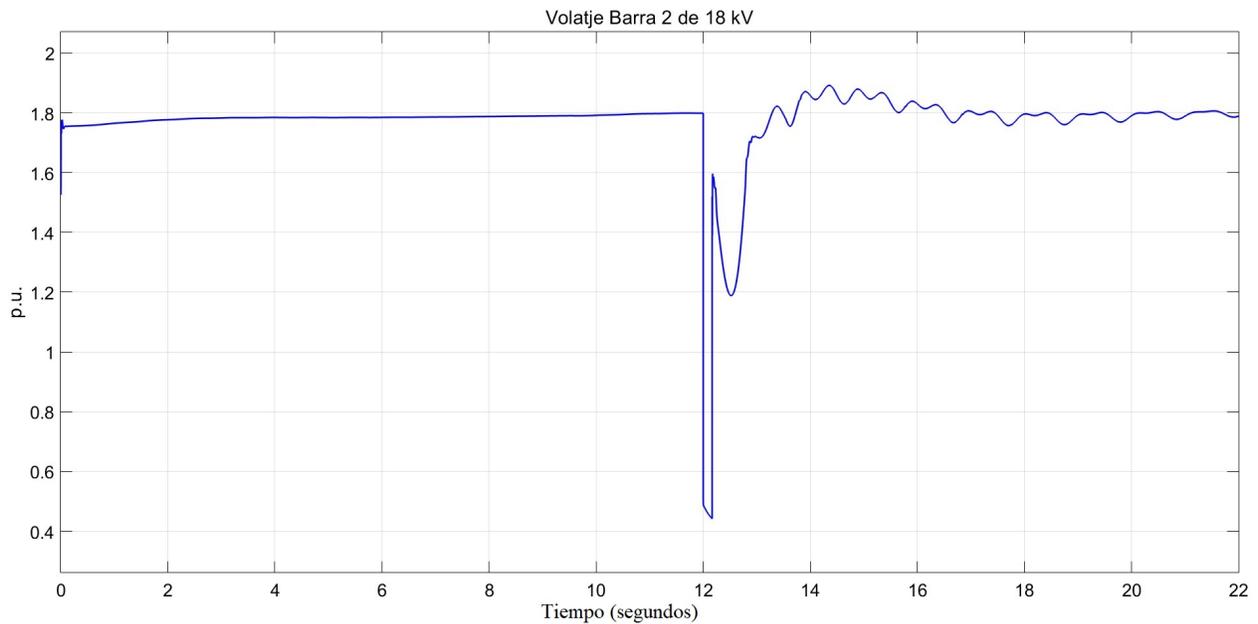


Figura 5.40: Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 10 ciclos

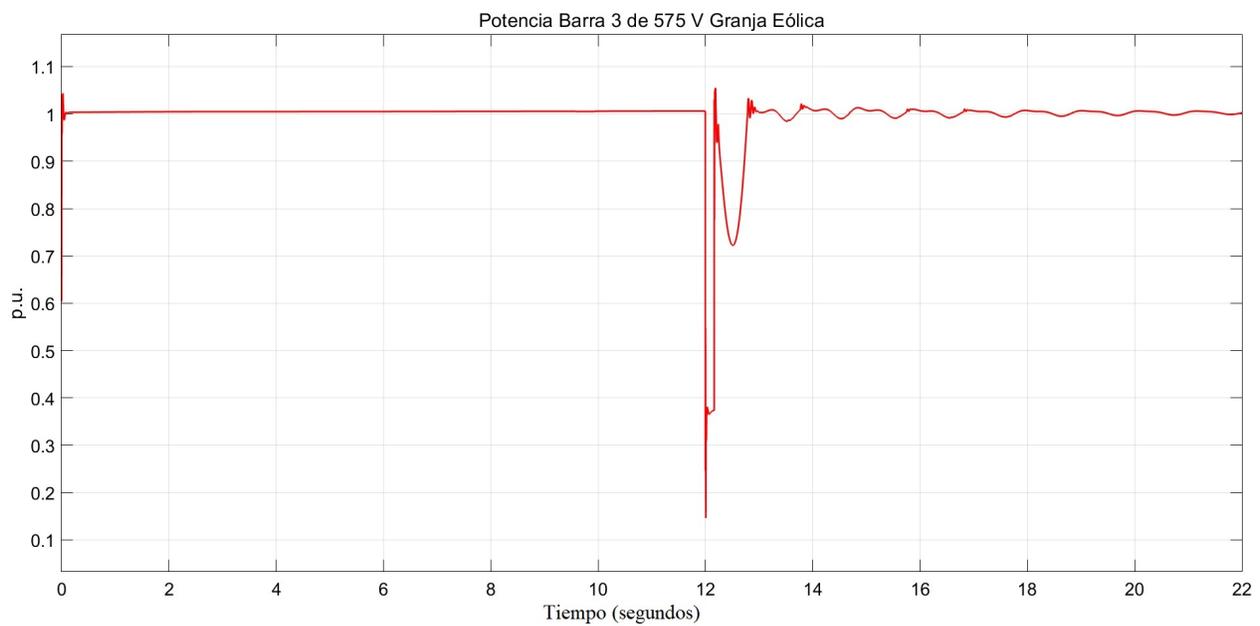


**Figura 5.41:** Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 10 ciclos

Para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 10 ciclos en la falla, en la Figura 5.42 se muestra el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV, el cual mantiene su valor de 1.8 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.43 con el voltaje en pu de la barra 3 de 575 V, donde se interconecta la Granja Eólica con turbinas tipo DFIG, mantiene su valor de 1 pu después de la falla. Dado que el modelo de la turbina eólica tiene control en la regulación del voltaje, es apreciable como actúa este control después de la perturbación.



**Figura 5.42:** Voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 10 ciclos



**Figura 5.43:** Voltaje en p.u. de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 10 ciclos

Para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 11 ciclos (0.183 s). En la Figura 5.44 se aprecia el desplazamiento angular de los generadores 1 y 2 con oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, la potencia en pu de la Granja Eólica de de 90 MW, presenta grandes variaciones en su entrega, como se muestra en la Figura 5.45.

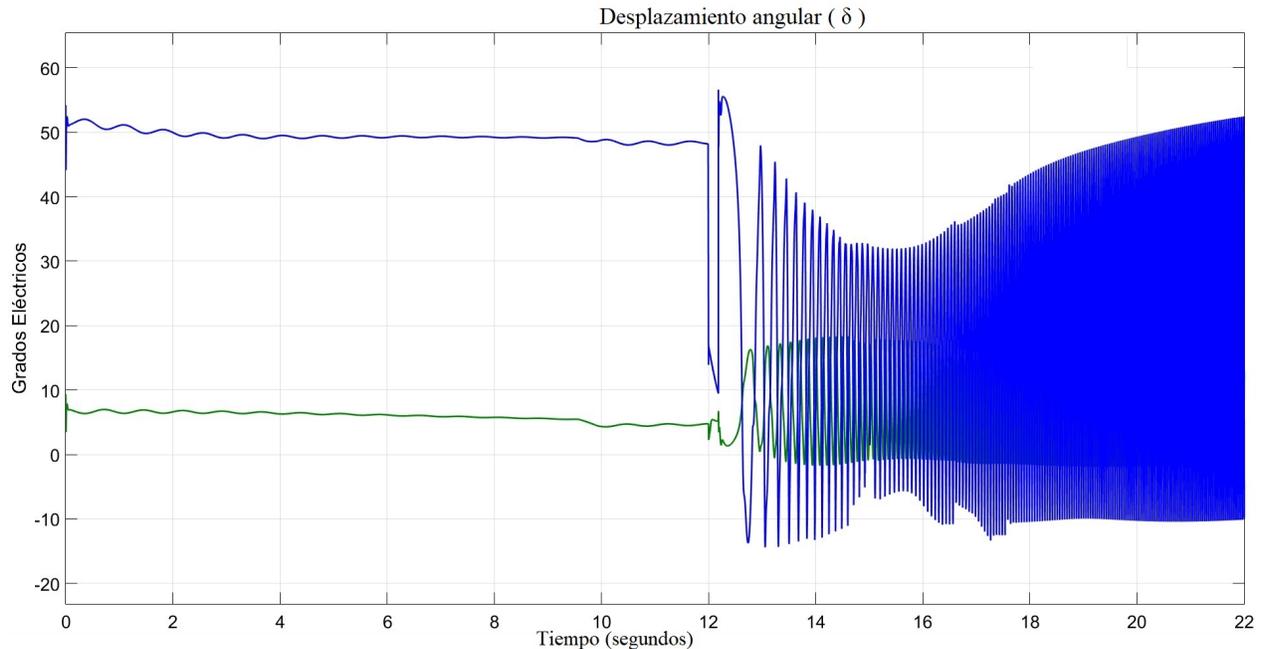


Figura 5.44: Desplazamiento angular del generador 1 y 2 con una falla trifásica de 11 ciclos

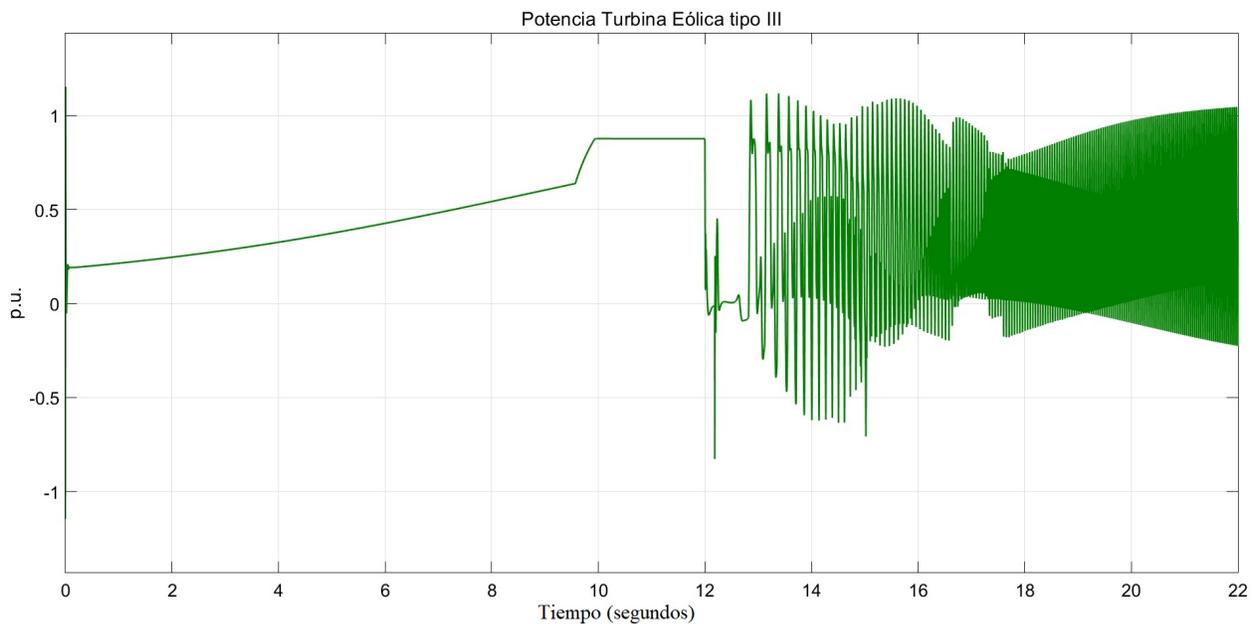
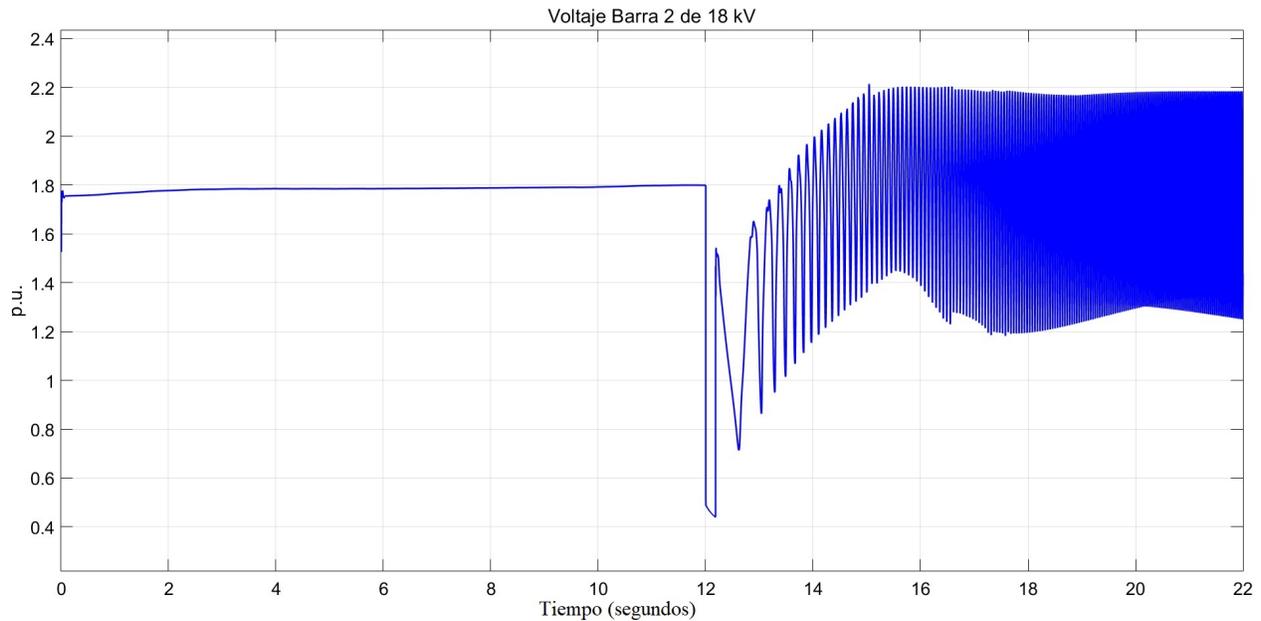
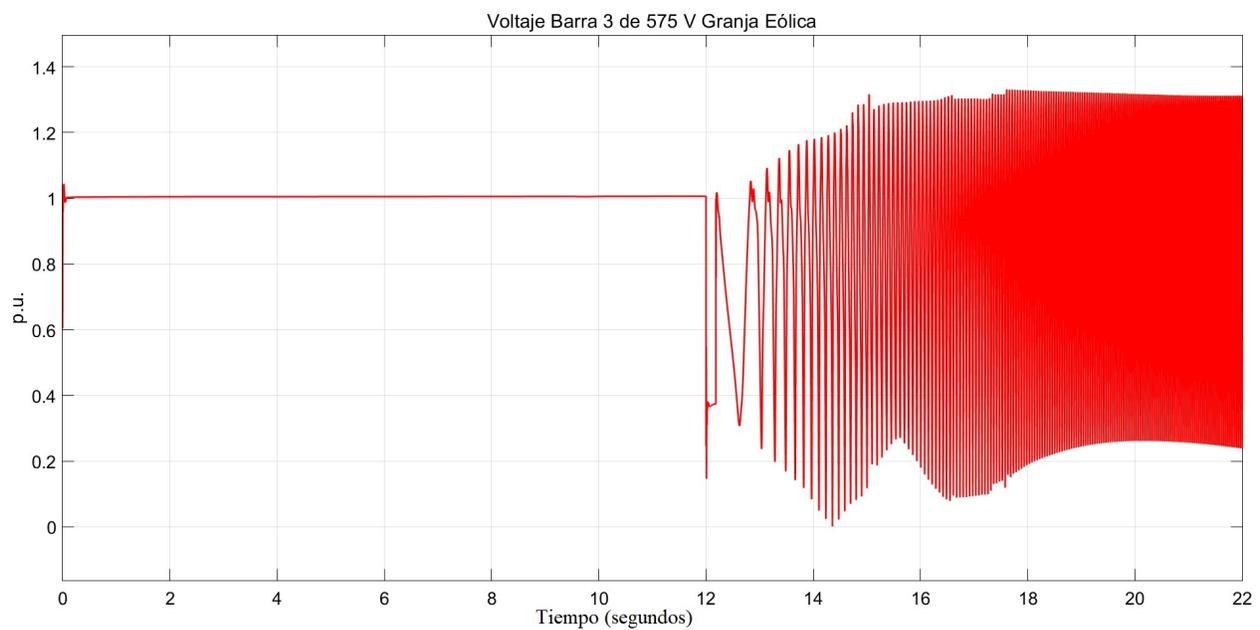


Figura 5.45: Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 11 ciclos

Además se observa el voltaje en pu de la barra 2 de 18 kV en la Figura 5.46, el cual muestra variabilidad después de la falla así como también en la Figura 5.47 el voltaje en pu de la barra 3 de 575V, donde se encuentra acoplada la Granja Eólica, con turbinas eólicas tipo III, mostrando variaciones. En ambas figuras, el sistema se encuentra inestable por la duración de la falla de 11 ciclos.



**Figura 5.46:** Voltaje en p.u. de la barra 2 de 18 kV con una falla trifásica de 11 ciclos



**Figura 5.47:** Voltaje en p.u. de la barra 3 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 11 ciclos

En conclusión para el escenario 3, el TCLF, para una falla en la línea de transmisión 5-7, con una generación de 135 MW por parte de la máquina 2, es de 15 ciclos. Se infiere que la red eléctrica propuesta, se vuelve robusta ante perturbación; con una inyección del 30 % de energía eólica con turbinas tipo DFIG. Cabe mencionar que la electrónica de potencia que se emplea en este tipo de turbina juega un papel importante ya que regula el voltaje en la interconexión con el sistema, logrando aumentar la estabilidad, esto en referencia de los TCLF de los escenarios 1 y 2.

La electrónica de potencia que emplea los convertidores, en este tipo de turbina, pueden ser Back-to-Back, matricial, rectificador SCR e inversor SCR, entre otros. Así mismo, este tipo de electrónica de potencia que cuenta la turbina DFIG, posee la habilidad de suministrar potencia reactiva necesaria para ayudar al sistema sobrepasar la falla sin perder estabilidad.

Por otra parte, haciendo una comparación, entre los casos A y B del escenario 3, la diferencia radica en el aporte de potencia de la máquina síncrona 2. Se infiere que ante una falla cercana al generador donde aporta la mayor inyección de energía, compromete la estabilidad del sistema. Esto se pudo comprobar, en el primer caso del escenario 3 con 135 MW, con un TCLF de 15 ciclos, en contraste con el segundo caso con 163 MW, con un TCLF de 10 ciclos.

## 5.4. Escenario 4: Análisis de ET en SEP con 40% de inyección de Energía Eólica DFIG

En esta sección se realiza un análisis de ET, con una falla trifásica simétrica en la línea de transmisión 6-9 en el SEP propuesto. Por otra parte, la potencia de salida de cada uno de los generadores de la red eléctrica propuesta así como también sus voltajes están definidos en la Tabla 5.7. La potencia de salida del generador 2 de 135 MW, se sustituye por una Granja Eólica constituida por 90 Turbinas Eólicas de 1.5 MW tipo DFIG, representando el 40% de la inyección de energía al sistema. En la Figura 5.49 se muestra la red eléctrica propuesta con las características descritas anteriormente y en la Figura 5.48.

Generador	Barra	Voltaje en Barra (KV)	Potencia Activa (MW)
Síncrono	1	16.5	94.34
DFIG	2	0.575	135
Síncrono	3	13.8	90

Tabla 5.7: Potencia activa y voltaje de la red eléctrica propuesta, escenario 4

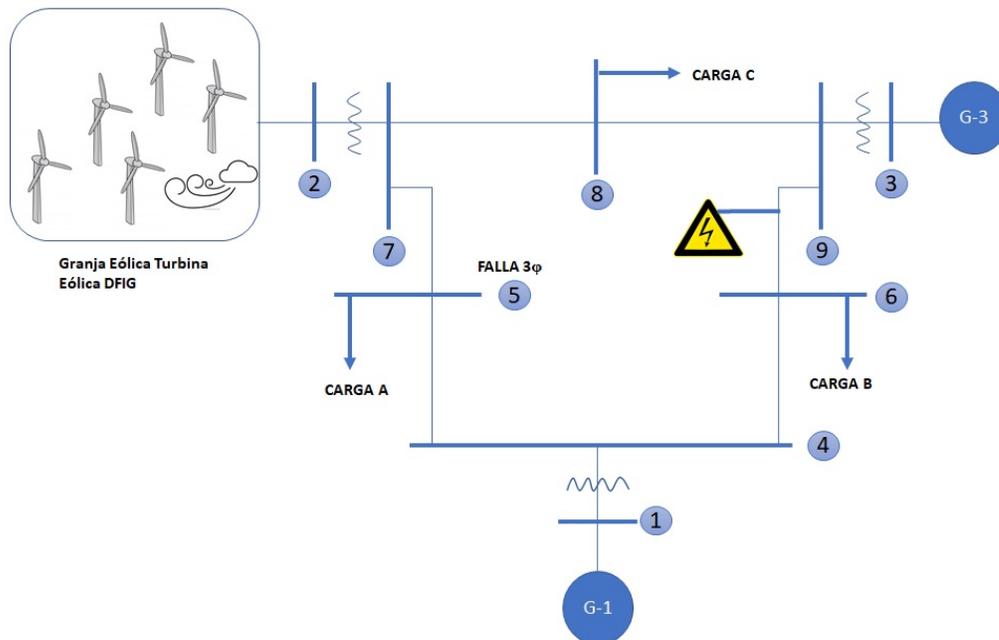


Figura 5.48: Diagrama unifilar de la red eléctrica propuesta, escenario 4



Para dar inicio al análisis en ET, se aplica una falla trifásica a los 12 s, con una duración de 13 ciclos (0.2167 s). En la Figura 5.50 se muestra el desplazamiento angular para los generadores 1 y 3 en grados eléctricos, en la cual se puede observar que después de la perturbación se presentan oscilaciones sin embargo el sistema logra mantener su estabilidad. Así mismo en la Figura 5.51 se aprecia la potencia de salida en pu de la Granja Eólica de 135 MW, con una entrega de potencia en 1.2 pu al sistema. En ambas figuras el periodo de evaluación para el estudio de estabilidad comprende de 10 s.

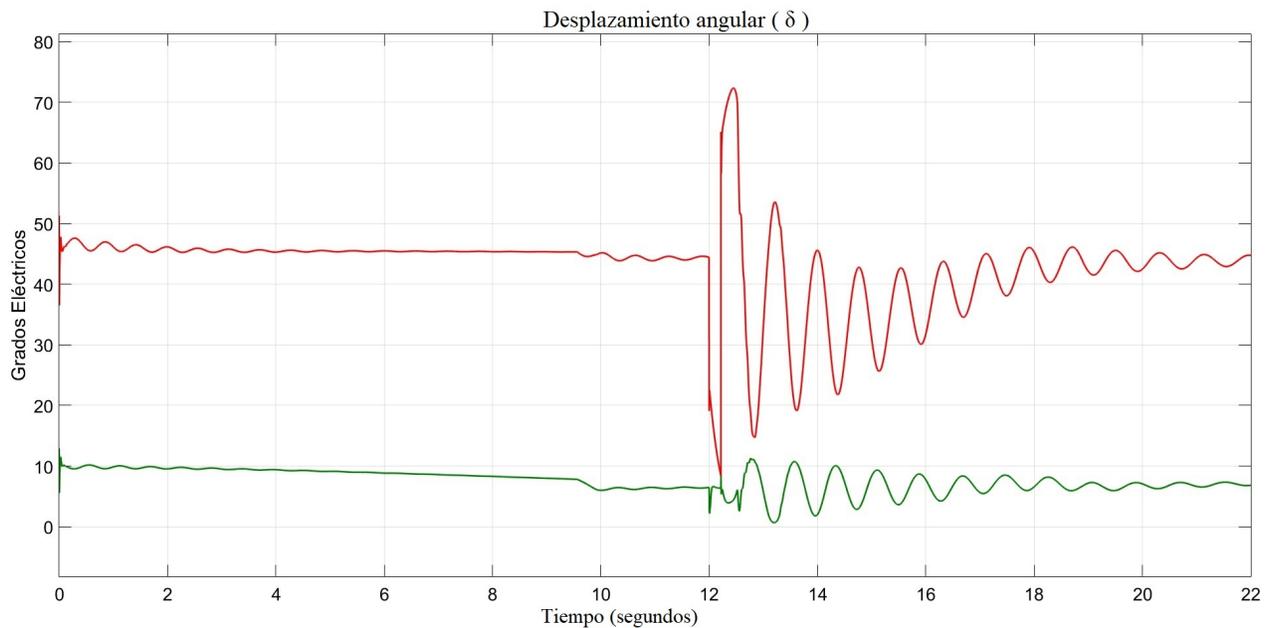
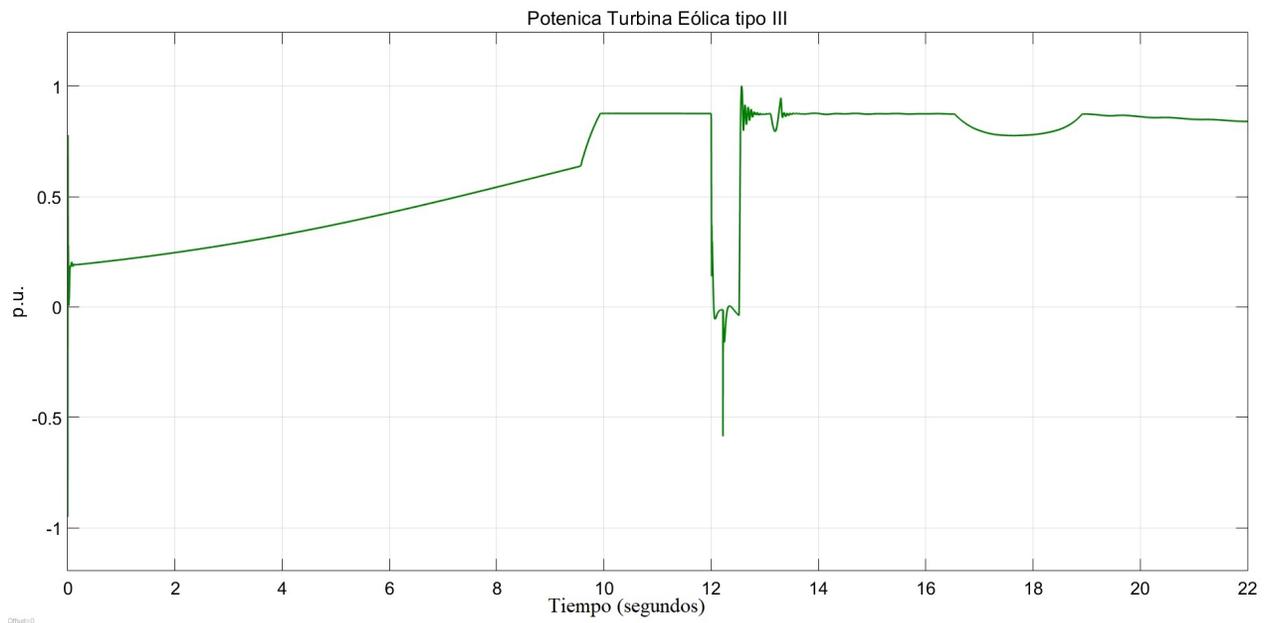


Figura 5.50: Desplazamiento angular del generador 1 y 3 con una falla trifásica de 13 ciclos



**Figura 5.51:** Potencia en MW de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 13 ciclos

Avanzando en nuestro análisis para confirmar la estabilidad del sistema con una duración de 13 ciclos en la falla, en la Figura 5.52 se muestra el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV, el cual mantiene su valor de 1.8 pu después de la perturbación así como también en la Figura 5.53 con el voltaje en pu de la barra 2 de 575 V, donde se interconecta la Granja Eólica con turbinas tipo III, mantiene su valor de 1 pu después de la falla. Dado que el modelo de la turbina eólica tiene control en la regulación del voltaje, es apreciable como actúa este control después de la perturbación.

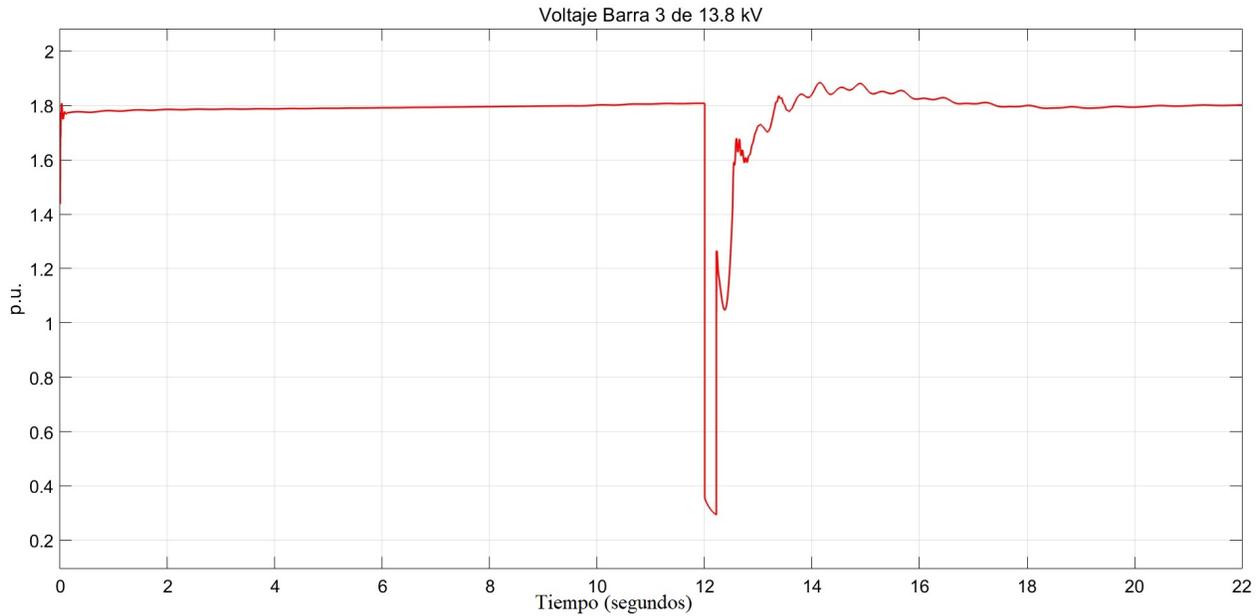
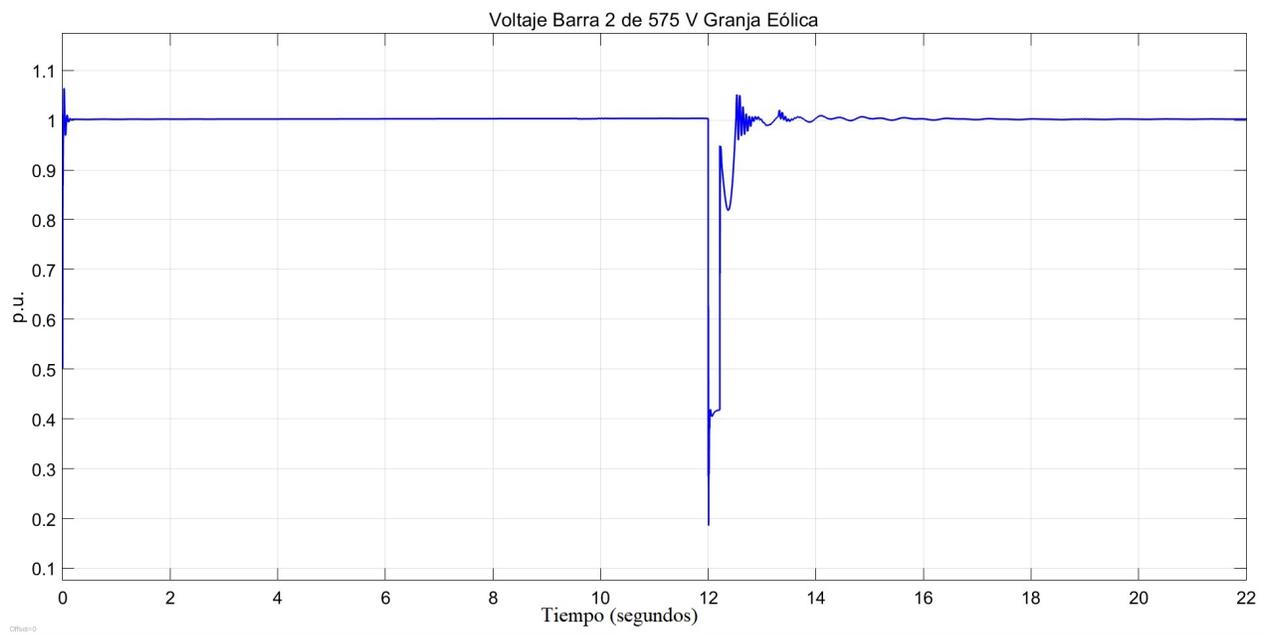


Figura 5.52: Voltaje en p.u. de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 13 ciclos



**Figura 5.53:** Voltaje en p.u. de la barra 2 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 13 ciclos

Así mismo para obtener el TCLF, se analiza el sistema ahora con una duración de la falla de 14 ciclos (0.233 s). En la Figura 5.54 se aprecia los ángulos de carga de los generadores 1 y 3 con oscilaciones de gran magnitud, como resultado de un sistema inestable. Así mismo, la potencia en pu de la Granja Eólica de 135 MW, presenta grandes variaciones en su entrega, como se muestra en la Figura 5.55.

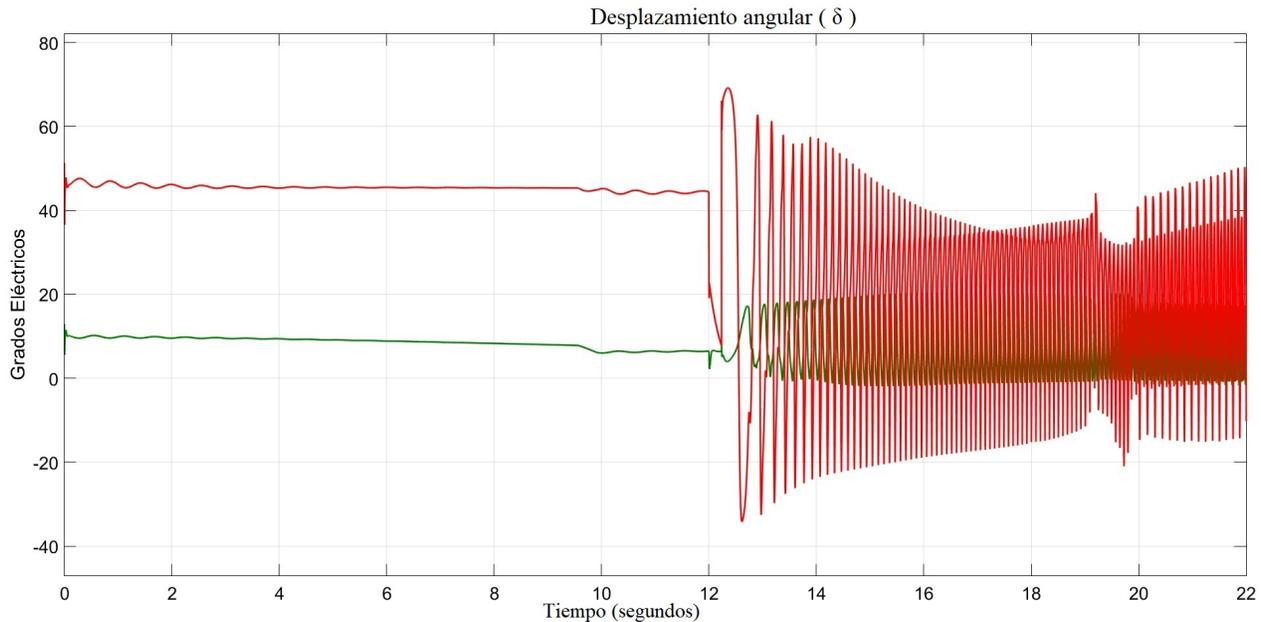


Figura 5.54: Desplazamiento angular del generador 1 y 3 con una falla trifásica de 14 ciclos

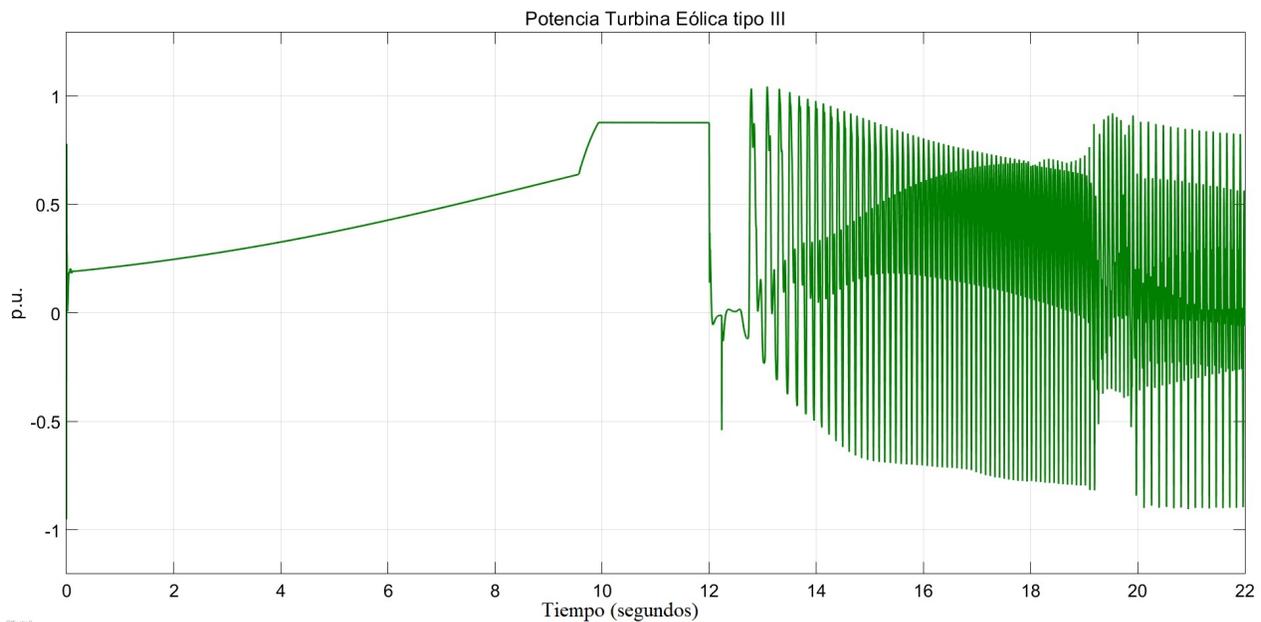
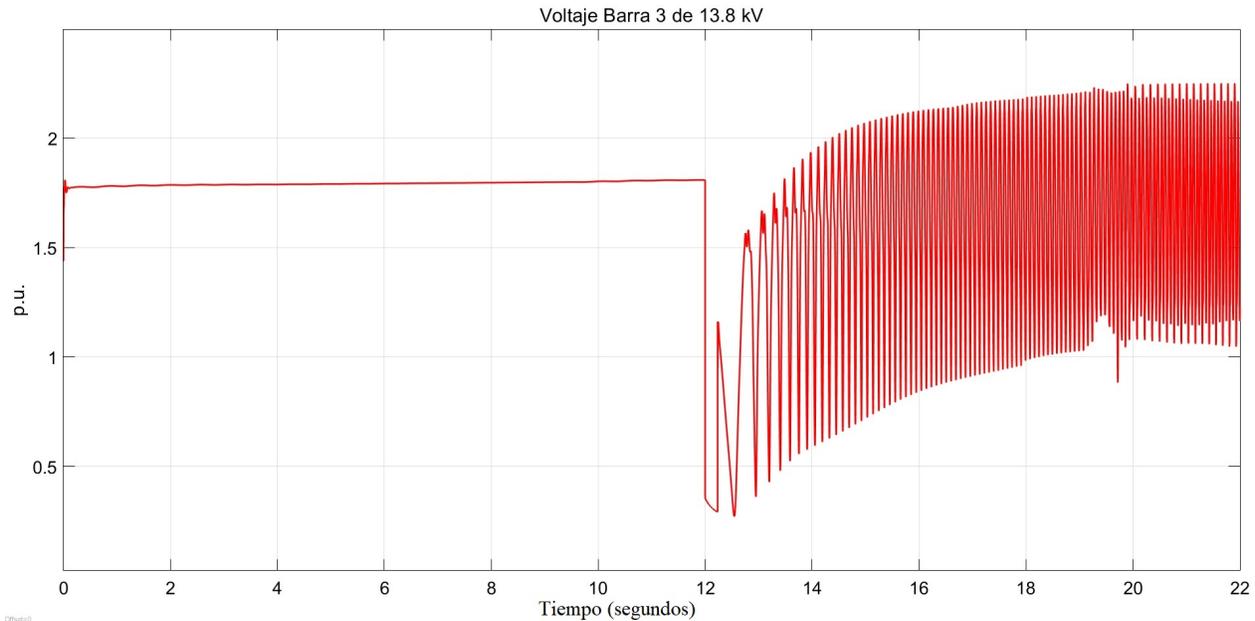
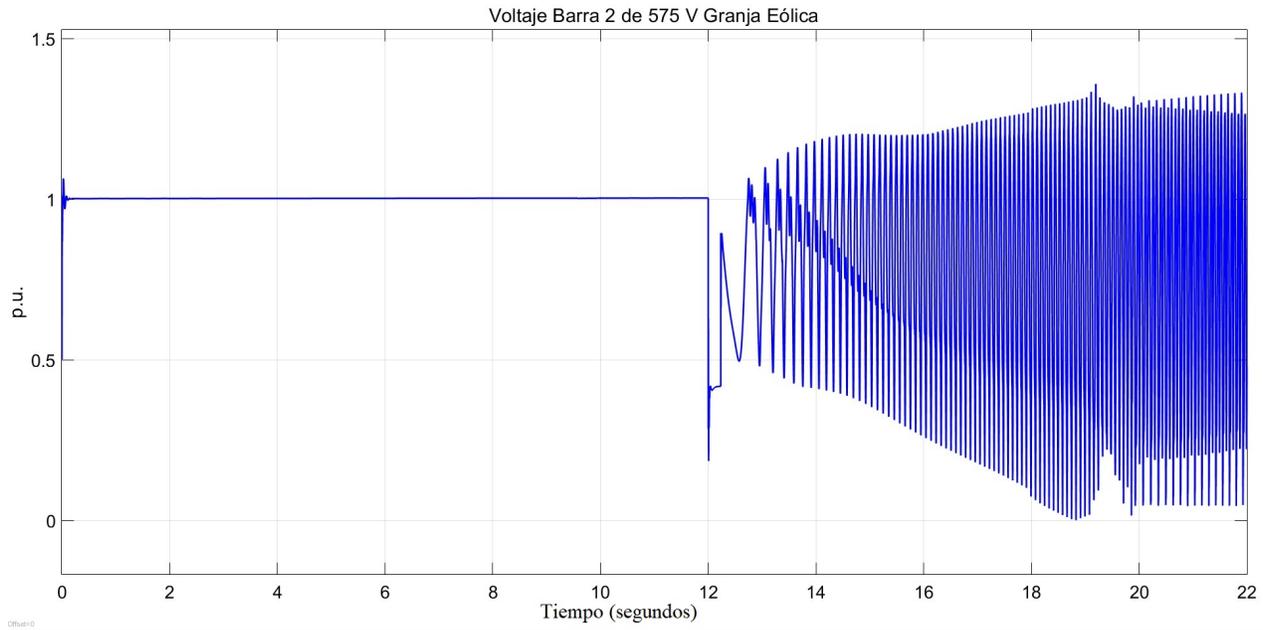


Figura 5.55: Potencia en p.u. de la Turbina Eólica tipo DFIG con una falla trifásica de 14 ciclos

Además se observa el voltaje en pu de la barra 3 de 13.8 kV en la Figura 5.56, el cual muestra variabilidad después de la falla así como también en la Figura 5.57 el voltaje en pu de la barra 3 de 575V, donde se encuentra acoplada la Granja Eólica, con turbinas eólicas tipo III, mostrando variaciones. En ambas figuras el sistema se encuentra inestable por la duración de la falla de 14 ciclos.



**Figura 5.56:** Voltaje en p.u. de la barra 3 de 13.8 kV con una falla trifásica de 14 ciclos



**Figura 5.57:** Voltaje en p.u. de la barra 2 acoplamiento de la Granja Eólica de 575V con una falla trifásica de 14 ciclos

En conclusión, se compara los escenarios 3 y 4, donde la falla se encuentra lejos de la Granja Eólica, aplicando la falla en la línea de transmisión 5-7 y en la línea de transmisión 6-9 respectivamente para cada uno de ellos, se infiere que el sistema compromete su estabilidad. Esto es con un 30 % de inyección de energía eólica, el TCLF es de 15 ciclos, un tiempo mayor en comparación al TCLF de 10 ciclos con un 40 % de inyección de energía eólica. Con lo anterior podemos inferir en que a partir de este punto, conforme se va aumentando la inyección de energía eólica el TCLF decrece comprometiendo la estabilidad del sistema.

Lo cual podemos inferir que la electrónica de potencia que emplea este tipo de turbinas, sigue contribuyendo en la mejora de la estabilidad transitoria del sistema, en otras palabras, soportan perturbaciones las granjas eólicas, logrado seguir conectadas después del evento. Sin embargo, a pesar de que este tipo de turbinas no contribuyen a la inestabilidad transitoria, se puede inferir que con una alta inyección de energía eólica, se disminuye la inercia. Esto es porque, conforme se va sustituyendo a los generadores síncronos por granjas eólicas, las cuales tienen una baja inercia en comparación a las máquinas síncronas, o prácticamente nula por su electrónica de potencia, se reduce la inercia en el sistema. Provocando un aumento en el ángulo de oscilación durante el dominio del tiempo ante una perturbación, lo cual hace al sistema inestable o en otras palabras lo debilita ante una perturbación.

# Capítulo 6

## Conclusiones

En este estudio se llevó a cabo un análisis de estabilidad transitoria en un SEP ante diferentes porcentajes de inyección de energía eólica. La manera que se llevó a cabo la integración de energía eólica, por medio de turbinas eólicas, fue sustituyendo uno de los generadores síncronos que conforman la red eléctrica propuesta, por una granja eólica de la misma capacidad. La generación del sistema total es de 320 MW; donde el generador 2 aporta el 40 % y el generador 3 el 30 % de la energía suministrada, para un consumo total por la demanda de 315 MW.

Por consiguiente, en la Tabla 6.1, muestra un resumen de los diferentes escenarios propuestos en este estudio.

Escenario	G-1 (MW)	G-2 (MW)	G-3 (MW)	% de Inyección Energía Eólica	Generador	Falla	TCLF (ciclos)
1	94.34	135	90	0	síncrono	5-7	9
1	94.34	135	90	0	síncrono	6-9	10
2	94.34	135	0	30	SCIG	5-7	7
3	94.34	135	0	30	DFIG	5-7	15
3	67.00	163	0	30	DFIG	5-7	10
4	94.34	0	90	40	DFIG	6-9	13

Tabla 6.1: Resumen de TCLF por escenario

Para concluir, la hipótesis mencionada en la primera sección de ésta investigación, define que la estabilidad transitoria en un sistema eléctrico de potencia puede llegar a comprometerse, dependiendo de la electrónica de potencia que se emplea para las turbinas eólicas, así como también al nivel de inyección. Lo cual podemos inferir que es correcta, debido a que, de acuerdo con la ecuación de oscilación, en términos de la constante de inercia ( $H$ ), conforme se van sustituyendo los generadores síncronos por granjas eólicas compuestas por generadores DFIG's, existe una disminución en la inercia del sistema; esto se refleja partiendo de un 40 % de inyección de energía

---

eólica. La electrónica de potencia que emplean las turbinas eólicas DFIG, impide que la inercia de las masas rotatorias se refleje en el sistema eléctrico.

Sin embargo, en porcentajes de inyección de un 30 %, se observa como las turbinas eólicas DFIG, tienen una ventaja considerable al momento de soportar perturbaciones en comparación con las turbinas SCIG. Lo anterior se debe a que las turbinas eólicas DFIG de velocidad variable, su principal beneficio es la electrónica de potencia que emplea, la cual ofrece un control para la potencia real así como también para la potencia reactiva, logrando que su operación se asemeje a un generador síncrono, aunque su funcionamiento sea de forma asíncrona. Con esto, las turbinas soportan abruptas caídas de voltaje provenientes de la red, logrando aumentar los límites de estabilidad o TCLF. Finalmente se agrega, que la estabilidad de un sistema eléctrico, se compromete por la ubicación de la falla. Esto se presenta cuando ocurre una falla cerca del generador que mayor aporte tiene de energía al sistema.

Este estudio nos proporciona información sobre el tipo de turbina eólica y como su porcentaje de inyección contribuye a la estabilidad transitoria del sistema. El mejor escenario evaluado, consiste en una inyección de energía eólica con un 30 % en el SEP de prueba, empleando turbinas tipo DFIG, debido a que soportan caídas de voltaje. En contraste, el escenario menos favorecedor para el comportamiento dinámico del sistema de prueba, fue aquel que inyectaba potencia eólica, con turbinas eólicas tipo DFIG, en un 40 %. Sin embargo, hoy en día, la carencia de inercia proveniente por una alta inyección de ER, se puede atacar mediante dispositivos de almacenamiento u otros controles, que proveen de inercia al sistema, logrando aumentar la estabilidad. Por ese motivo es importante la continuación de los estudios para la mejora de la estabilidad de un sistema ante una alta inyección de ER.

---

# Anexos

# Apéndice A

## Anexo I: Bloques del sistema eléctrico propuesto en MATLAB–Simulink®

En la Figura A.1 se muestra el bloque fundamental de la máquina síncrona en p.u. con su fuente de excitación tipo DC1A, el cual implementa un regulador de voltaje para la máquina síncrona y un excitador basado en el modelo de sistema de excitación IEEE. La salida es el voltaje de campo que se aplica a la entrada Vf del bloque fundamental de la máquina síncrona en p.u. Las entradas y salidas están en p.u.

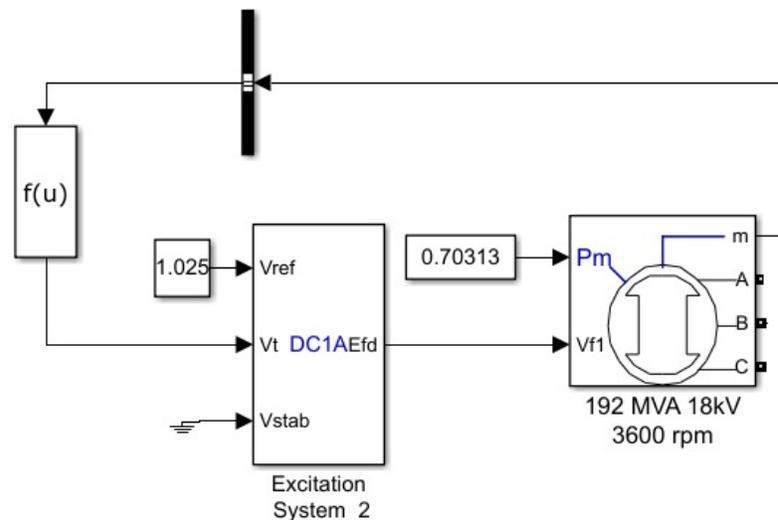


Figura A.1: Bloque fundamental en Simulink de la máquina síncrona y su fuente de excitación.

Para las barras del sistema de 9 nodos, el programa emplea un bloque en Matlab/Simulink denominado (Three-Phase VI Measurement), el cual obtiene voltaje y corriente en ese punto para el análisis de estabilidad e interconecta los dispositivos y las líneas de transmisión. Hay que mencionar además que el programa tiene una barra de dos puertos, conectando dos bloques con sus respectivas fases. En la Figura A.2 se muestra la representación de la barra que es una medición trifásica en voltaje y corriente.

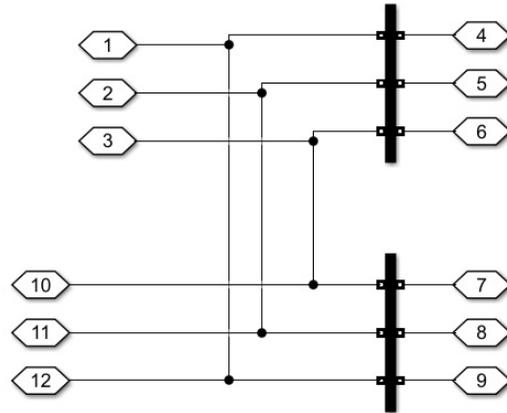


Figura A.2: Bloque en Matlab/Simulink de medición trifásica de voltaje y corriente para la representación de la barra.

Para la representación del transformador de dos devanados se emplea el bloque (Three-Phase Transformer/ Two Windings). Conectando el lado de baja (voltaje del lado de la máquina síncrona) en una configuración delta y en el lado de alta en una configuración en estrella con neutro aterrizado. En la Figura A.3 se muestra el bloque del transformador en Matlab/Simulink.

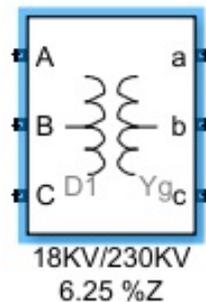


Figura A.3: Bloque del transformador en Matlab/Simulink

El programa emplea un modelo para la línea de transmisión tipo larga, con la representación del modelo  $\pi$  en cascada, como se muestra en la Figura A.4. EL modelo  $\pi$  de la línea de transmisión es representado en Matlab/Simulink mediante un bloque denominado (Three-Phase PI Section Line), el cual éste bloque modela una línea de transmisión trifásica con una sola sección PI. El modelo consta de un conjunto de elementos en serie RL, conectados entre las terminales de entra y salida así como también de los capacitancias en derivación agrupadas en ambos extremos de la línea. Los elementos RLC se calculan en secuencia positiva a una frecuencia especificada.

Por otra parte, la representación de la carga, en el programa, es mediante un bloque el cual se le denomina (Three-Phase Parallel RLC Load). Este bloque implementa una

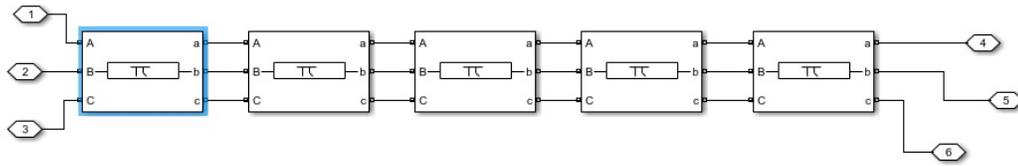


Figura A.4: Bloque de la Línea de Transmisión modelo  $\pi$  en cascada en Matlab/Simulink

carga trifásica mediante los elementos pasivos RLC en paralelo. En la Figura A.5 se muestra el bloque para la representación de la carga en Matlab/Simulink.

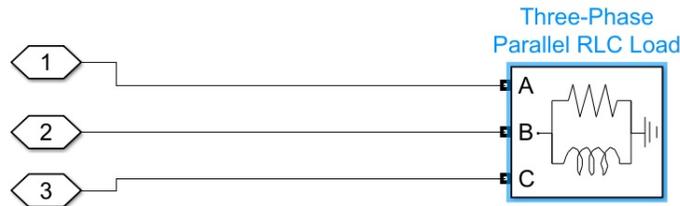
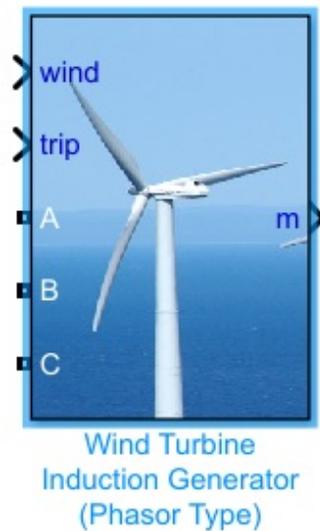


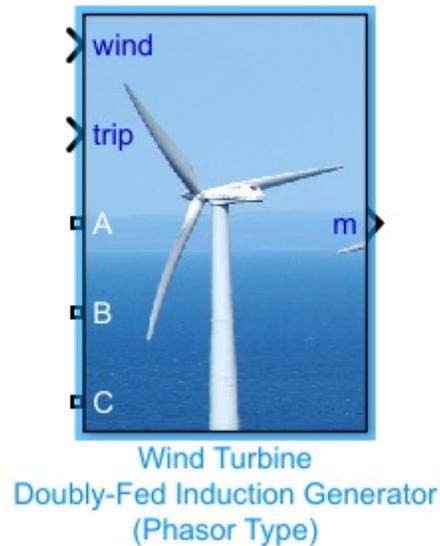
Figura A.5: Bloque RLC en paralelo en Matlab/Simulink para la representación de la carga

Para esta tesis, se modificará la red eléctrica propuesta, sustituyendo uno de los generadores síncronos por una granja eólica con turbinas tipo SCIG o DFIG con sus respectivos bloques. Los escenarios resultantes se explicaran en la siguiente sección en donde se describirá mas a detalle como operan. Por otra parte, el bloque que representa a la turbina eólica SCIG, se muestra en la Figura A.6, el cual es una turbina eólica con una capacidad de generación de 1.5 MW, utilizando un generador de inducción jaula de ardilla. Tiene un control rudimentario, el cual solo gobierna la posición de las palas del rotor (pitch angle), para limitar la potencia de salida de la turbina a su valor nominal para altas velocidades del viento. Es de importancia mencionar que el devanado del estator de la turbina eólica está conectado directamente a la red. Esta turbina está considerada como velocidad fija.



**Figura A.6:** Bloque en Matlab/Simulink de la representación de una turbina eólica SCIG

Por último el modelo de la turbina eólica DFIG, esta representada en Matlab/Simulink por un bloque con la denominación (Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator/Phasor Type). En la Figura A.7 se muestra el bloque de la turbina eólica DFIG, la cual por medio del control que tiene, la potencia real y reactiva del generador se puede controlar de forma independiente. Con lo anterior, esto permite el uso de una fuente de corriente regulada en el modelo dinámico para representar el generador de inducción y su electrónica de potencia.



**Figura A.7:** Bloque en Matlab/Simulink de la representación de una turbina eólica DFIG

# Apéndice B

## Anexo II: Granja Eólica conformada por Turbinas SCIG

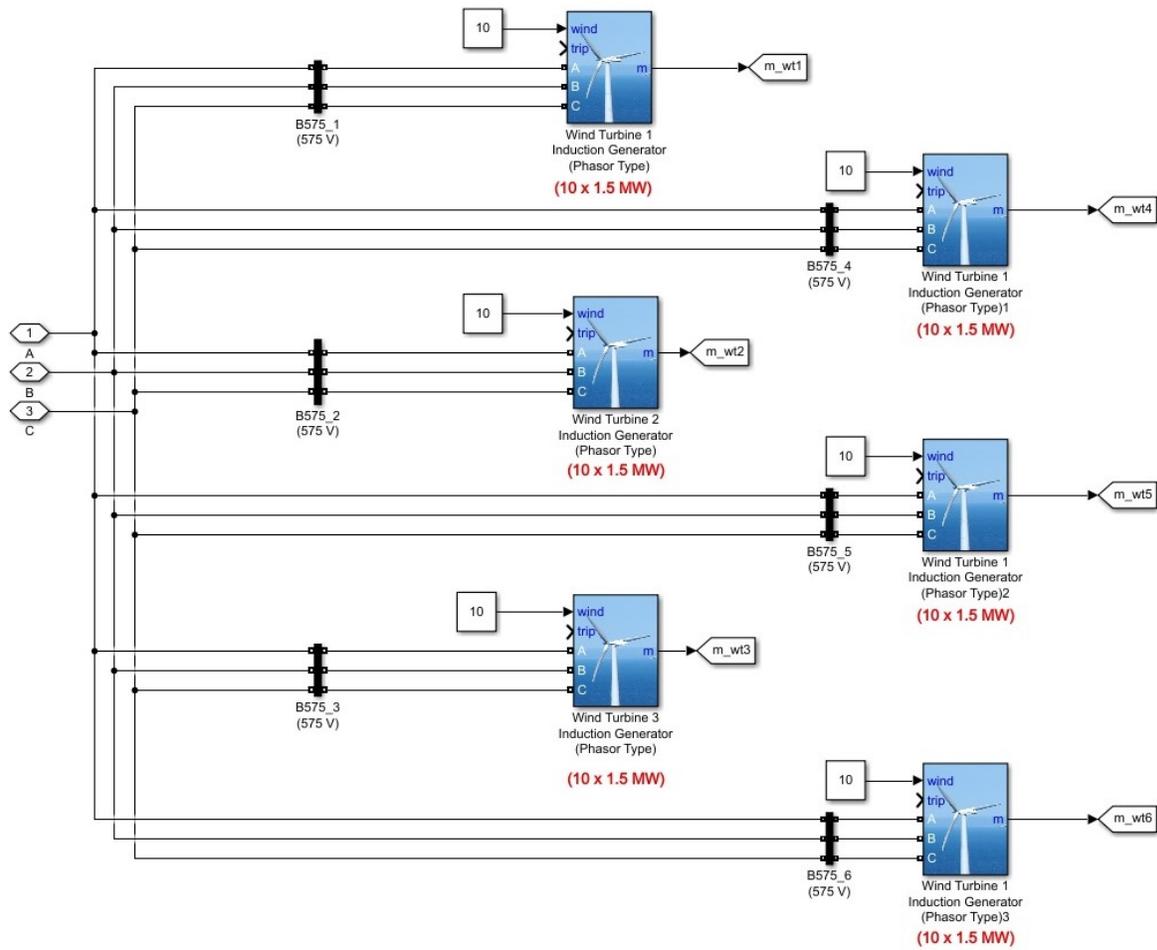


Figura B.1: Granja Eólica de 90 MW con Turbinas Eólicas tipo I de 1.5 MW

# Bibliografía

- [1] Bueno, Ester. Nuestra huella ecológica. España: Centro Nacional de Educación Ambiental, del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. En: [www.paot.org.mx/centro/boletin/agosto/huella.pdf](http://www.paot.org.mx/centro/boletin/agosto/huella.pdf) Consultado el 18 de octubre de 2019
- [2] IEA World Energy Balances 2019 <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2019>
- [3] Secretaria de Energía. (2018). Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018. Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, 01, 93. 2020, marzo 20, De Secretaria de Energía Base de datos.
- [4] Villarrubia López, Miguel. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. México, D. F. Alfaomega.
- [5] Enriquez Harper, G.. (1975). Introducción al análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia. México, D.F.: Limusa.
- [6] Aouda A.. (2017, febrero 11). High Renewable Energy Penetration Impact on Voltage and Transient Stability. Jordan Journal of Electrical Engineering, 3, 75-85. 2020, Marzo 08, De Biblioteca Digital UNAM Base de datos.
- [7] Y. Wang, J. Li, S. Hu and H. Xu, Analysis on DFIG Wind Power System Low-Voltage Ride-through, 2009 International Joint Conference on Artificial Intelligence, Hainan Island, 2009, pp. 676-679, doi: 10.1109/JCAI.2009.31.
- [8] A. M. Amin, M. M. A. Mahfouz and E. B. Youssef,. Dynamic disturbance of wind farm connected to 14 bus network,. 2010 1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC),. Amman, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/INREC.2010.5462591.
- [9] E. Muljadi, C. P. Butterfield, B. Parsons and A. Ellis,. Effect of Variable Speed Wind Turbine Generator on Stability of a Weak Grid, in IEEE

---

Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 1, pp. 29-36, March 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889602.

- [10] D. Gautam, V. Vittal and T. Harbour, „Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1426-1434, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021234.
- [11] F. D. Rinaudo and L. M. Aromataris, „Impacto de la generación eólica en estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia, 2014 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), Bariloche, 2014, pp. 438-442, doi: 10.1109/ARGENCON.2014.6868533.
- [12] M. J. Hossain, H. R. Pota, M. A. Mahmud and R. A. Ramos, „Impacts of large-scale wind generators penetration on the voltage stability of power systems, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2011.6039450.
- [13] P. B. Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter and J. M. Rodriguez Garcia, "System operation with high wind penetration, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 3, no. 6, pp. 65-74, Nov.-Dec. 2005, doi: 10.1109/MPAE.2005.1524622.
- [14] Fengquan Zhou, G. Joos and C. Abbey, „Voltage stability in weak connection wind farms, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, 2005, pp. 1483-1488 Vol. 2, doi: 10.1109/PES.2005.1489210.
- [15] Fengquan Zhou, G. Joos and C. Abbey, „Voltage stability in weak connection wind farms, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, 2005, pp. 1483-1488 Vol. 2, doi: 10.1109/PES.2005.1489210.
- [16] Kevin Zibran Heetun, Shady H. E. Abdel Aleem and Ahmed F. Zobaa (2016). Voltage stability analysis of grid-connected wind farms with FACTS: Static and dynamic analysis, Energy and Policy Research, 3:1, 1-12, DOI: 10.1080/23317000.2015.1128369
- [17] A. Santos, M. Castro, A. Martinez. (2012, Abril). Penetración Eólica con diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil. Ingeniería Energética, 23, 144-156. 2020, Enero 12, De Biblioteca Digital UNAM Base de datos.

- 
- [18] Y. Liu, D. Zhao, L. Zhang, L. Zhu and N. Chen, "Simulation study on transient characteristics of DFIG wind turbine systems based on dynamic modeling," 2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Shenzhen, 2014, pp. 1408-1413, doi: 10.1109/CICED.2014.6991938.
- [19] Willian D. Stevenson. (1965). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Madrid España:
- [20] Hadi Saadat. (1999). *Power System Analysis*. United States of America: McGraw-Hill.
- [21] Kundur, P.. (1993). *POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL*. Palo Alto, California: McGraw-Hill.
- [22] Arenas A., Mediavilla P., García F., Garcés P.. (2013). *Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable*. Quito Ecuador : OLADE.
- [23] Asociación Brasileña de Energía Eólica. (2020). *Anual Wind Energy Report 2019*. Marzo, 2020, De <http://abeeolica.org.br/> Base de datos.
- [24] D. José Ramírez Vázquez. (1974). *Estaciones de Transformación y Distribución Protección de Sistemas Eléctricos*. Barcelona-España: Ediciones CEAC, S. A. Vía Layetana.
- [25] PettikkatilJaikumar,(2021),<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/4593-ieee-9-bus>, MATLAB Central File Exchange. Retrieved May 30, 2021.
- [26] P.M. Anderson & A.A. Fouad. (2003). *Power System Control and Stability*. United States of America: Wiley-Interscience.
- [27] Sumathi, S., Ashok Kumar, L. y Surekha, P. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-14941-7>.
- [28] Duncan Glover, J.,Mulukutla & S.,Thomas, J.. (2012). *Power System Analysis and Design*. United States of America: Cengage Learning.
- [29] E. Santos, T. I. Asiain, D. Ruiz and D. Olguin, "The effect of load characteristics on the transient stability studies of a laboratory electric power system including induction generators," *PowerTech Budapest 99*. Abstract Records. (Cat. No.99EX376), 1999, pp. 81-, doi: 10.1109/PTC.1999.826512.
- [30] IRENA (2015), *Renewable Energy Prospects: Mexico, REmap 2030 analysis*. IRENA, Abu Dhabi. [www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap)
-

- 
- [31] P. Ponce Cruz & J. Sampé López. Máquinas eléctricas y técnicas modernas de control. México: Alfaomega Grupo Editor, 2008.
- [32] A. A. Arfoa."High Renewable Energy Penetration Impact on Voltage and Transient Stability", Jordan Journal of Electrical Engineering, Tafila, Jordan,2017, pp.75-85, ISSN:2409-9619.
- [33] D. K. Prasad, K. Seethalekshmi and P. Verma, .^analysis of Small Signal and Transient Stability under the Penetration of DFIG Integrated Wind Energy Conversion System,"2019 International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPCON47278.2019.8980141.
- [34] N. Khadka, R. Paudel, B. Adhikary, A. Bista, S. Sharma and A. Shrestha,"Transient Stability in Renewable Energy Penetrated Power Systems: A Review",RESSD 2020 International Conference on Role of Energy for Sustainable Social Development in "New Normal.Era, 2020.
- [35] Electrical Transmission and Distribution Refence Book, 4a ed. East Pittsburgh, Pennsylvania: Westinghouse Electric Corporation, 1950.