



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

CAMPUS IRAPUATO – SALAMANCA
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS

*“Análisis de Sensibilidades de Trayectorias
Dinámicas en Sistemas Eléctricos de Potencia”*

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
(Opción: Instrumentación y Sistemas Digitales)

PRESENTA:

Ing. Marco Antonio Ramírez Hernández

ASESORES:

Dr. Enrique Arnoldo Zamora Cárdenas

Dr. Víctor Javier Gutiérrez Martínez

Salamanca, Guanajuato.

Mayo 2018

Resumen

Los trabajos realizados en este presente documento de tesis abarcan principalmente el análisis de transitorios de los Sistemas Eléctricos de Potencia cuando ocurren fallas eléctricas dentro del mismo. Estos análisis son llevados a cabo mediante simulaciones dinámicas utilizando el software PSAT, el cual es un toolbox del paquete de software Matlab® [1]. Para llevar a cabo lo anterior, se utiliza la teoría de sensibilidades de trayectorias para obtener información valiosa que pudiera ser utilizada para implementar acciones correctivas o preventivas que garanticen una operación confiable de los sistemas de potencia.

Los sistemas de prueba que se utilizaron en este trabajo fueron modificados para la integración de parques eólicos. Con la teoría de sensibilidades se pretende conocer los parámetros que más afectan a todo el sistema cuando éstos son alterados por algún motivo, más sin embargo este efecto puede ser benéfico o negativo para la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, al aumentar o disminuir el tiempo crítico que puede soportar una falla en el sistema.

Considerando las herramientas antes mencionadas, se llevaron a cabo estudios de análisis de la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia para evaluar el impacto de la operación de parques eólicos en los perfiles de voltajes del sistema de potencia, así como también el impacto en la estabilidad transitoria ante diferentes niveles de penetración de generación distribuida en todo el sistema.

Dedicatoria

Mi tesis la dedico de manera especial a mi hijo Santiago quien ha llegado a la vida para ser un motor extra para llenarme de energía y así poder concluir metas en el presente y futuro de mi vida.

A mi esposa Sandra quien ha sabido comprenderme y apoyarme en circunstancias importantes de estos últimos años, inculcándome buenos hábitos y aconsejándome para ser mejor persona.

A mis padres Salvador y Rosa quienes han sido un respaldo incondicional en toda mi vida y que nunca me han dejado solo en los momentos buenos y malos.

A Luis y Julio que más que hermanos han sido amigos que están siempre cuando los necesito y trato de estar para ellos de la misma forma.

A mi comadre Martha que siempre me ha apoyado, aun en circunstancias no favorables para ella misma.

A toda mi familia en general que poco o mucho han estado para compartir y apoyarme en momentos específicos cuando lo necesite.

A mi amigo José Antonio con quien me animé a seguir estudiando y quien me ha apoyado en todo momento personal y académicamente.

A mi compatriota Brayan quien ha estado en todo tipo de evento conmigo y siempre listo para convivir con mi familia colombiana Ñe, Avendaño, Gachupin, Stella, Nataly, Quitar, Ernesto, Leo, Ana, Yesid, etc.

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecer a dios por darme la salud y fortaleza que me permitieron tomar la decisión de continuar con mis estudios de posgrado.

Al cuerpo académico encargado del posgrado de la DICIS, quienes fueron los que me volvieron abrir las puertas de la institución, mencionando especialmente al Dr. Juan Gabriel Aviña Cervantes quien fue el que me guio para concretar mi ingreso al posgrado.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por haberme apoyado económicamente, ya que sin sus recursos no habría sido posible realizar mis estudios de maestría.

A mis profesores quienes fueron pieza fundamental de mis estudios, los cuales compartieron sus conocimientos y experiencias tanto científicas como personales dentro y fuera de las aulas.

A mis asesores de tesis en especial al Dr. Arnoldo Zamora quien es la base del desarrollo de este proyecto, guiándome académicamente para poder culminar los objetivos planteados.

A mis familiares y amigos de toda la vida por estar al pendiente de mí cuando más lo necesité y que han estado conmigo en todo momento, que dentro de este par de años han sido bastantes tanto buenos como malos.



Contenido

Resumen	i
Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Contenido	iv
Listado de Figuras	vi
Listado de Tablas	viii
Capítulo I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Justificación y Motivación	7
1.2 Objetivo General	8
1.2.1. Objetivos Específicos	8
1.3 Antecedentes	8
1.4 Estado del Arte	9
1.5 Descripción de la Tesis	13
Capítulo 2	15
ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	15
2.1. Clasificación de Estabilidad	15
2.1.1. Análisis de Estabilidad Angular en el SEP.....	16
2.2 Modelos de Simulación en PSAT.....	18
2.2.1 Modelos de Máquinas	18
2.2.2 Modelo del Aerogenerador.....	23
2.2.3 Modelo de la Línea de Transmisión.....	27
2.2.4 Modelo del Transformador	28
2.2.5 Modelo de Carga.....	29
2.2.6 Modelo del Regulador Automático de Voltaje	30
Capítulo 3	33

TEORÍA DE SENSIBILIDADES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	33
3.1. Análisis de Sensibilidades de Trayectorias	33
3.2 Teoría de Sensibilidades de Trayectorias para Modelos de EDA	34
3.2.1 Formulación Analítica	34
3.2.2 Formulación Numérica	35
3.2.3. Cálculo de Sensibilidades para Múltiples Parámetros	36
3.2.4 Cuantificación de Sensibilidad	37
3.3 Metodología del Cálculo Numérico de Sensibilidades de Trayectorias en PSAT	37
Capítulo 4	40
EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SEPs	40
4.1. Analisis de Sensibilidades en el Sistema de 9 Nodos, 3 Máquinas WSCC del IEEE	40
4.2 Interacción de Parámetros en el Sistema de 39 nodos del IEEE	47
4.3 Indices de Sensibilidades en el Perfil de Voltajes del Sistema 39 nodos del IEEE con Generación Eólica	55
Capítulo 5	60
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	60
Referencias	62
Apéndices	64
A. Sistema WSCC (9 Buses, 3 Generadores) del IEEE	64
B. Sistema de Nueva Inglaterra (39 buses, 10 generadores) del IEEE	66

Listado de Figuras

Figura 1.1 Matriz Energética Mexicana.....	1
Figura 1.2. Capacidad Instalada de Energía Eólica en México 2016 (AMDEE).	2
Figura 1.3. Estabilidad de Frecuencia vs Tiempo.....	5
Figura 1.4. Diagrama de Flujo del Análisis de Estabilidad Transitoria en PSS/E.	11
Figura 1.5. Estimación del Tiempo de Liberación Crítico.....	12
Figura 2.1. Clasificación de la Estabilidad de los SEP.....	16
Figura 2.2. Diagrama de Flujo para Encontrar Tiempo Crítico del Sistema.....	17
Figura 2.3. Esquema de la Máquina Síncrona.	19
Figura 2.4. Esquema de Turbina de Viento de Velocidad Variable con Generador de Inducción Doblemente Alimentado.	25
Figura 2.5. Línea de Transmisión en Configuración π	27
Figura 2.6. Diagrama de Bloques del AVR tipo II.....	32
Figura 3.1. Diagrama de Flujo del Cálculo Numérico de Sensibilidades de Trayectorias en PSAT.....	39
Figura 4.1. Sistema 9 Nodos, 3 Máquinas WSCC	40
Figura 4.2. Estabilidad Angular con Parámetros Nominales.	42
Figura 4.3. Estabilidad Angular con Perturbación de $H2$	43
Figura 4.4. Sensibilidades con Perturbación $\beta = 1e - 12$ de la Inercia de la Máquina 2.	43
Figura 4.5. Sensibilidades con Perturbación $\beta = 1e - 9$ de la Inercia de la Máquina 2. ..	44
Figura 4.6. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e - 9$ en $XL7 - 5$	45
Figura 4.7. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e - 9$ en P_{Load} conectada al Bus 5.	45
Figura 4.8. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e - 9$ en Q_{Load} conectada al Bus 5.	46
Figura 4.9. Sistema 39 nodos, con Aerogenerador DFIG en el bus 32.....	47
Figura 4.10. Diferencias Angulares de las Trayectorias Nominales, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	48
Figura 4.11. Normas de Sensibilidad Perturbando P_{DFIG1} y P_{Gi} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	49
Figura 4.12. Sensibilidades de las Diferencias Angulares $\delta_i - 10$, respecto a P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	51
Figura 4.13. Diferencias Angulares de la Máquina $G2$ con Respecto a la Máquina $G10$ para Diferentes Niveles de Interacción de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	52
Figura 4.14. Sensibilidad de Ángulo de Carga de la Máquina $G2$ para Diferentes Niveles de Interacción de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	53

Figura 4.15. Normas de Sensibilidad a Diferentes Niveles de Interacción entre P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	54
Figura 4.16. Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores DFIG.....	55
Figura 4.17. Perfil de Voltajes a Valores Nominales del Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores DFIG, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	57
Figura 4.18. Diferencias Angulares de las Trayectorias Nominales con 3 Aerogeneradores, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$	57
Figura 4.19. Índices del Perfil de Voltajes a Valores Nominales del Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores DFIG para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06 s$	58
Figura A. 1 Sistema WSCC.....	64
Figura B. 1 Sistema de Potencia de Nueva Inglaterra.	66

Listado de Tablas

Tabla 2.1. Formato de Datos de la Máquina Síncrona (syn.con).....	21
Tabla 2.2. Referencias de las Constantes de Tiempo y Reactancias de la Máquina Síncrona.	22
Tabla 2.3. Formato de Datos para los Modelos de Velocidad del Viento (Wind.con).	23
Tabla 2.4. Formato de Datos para Generador de Inducción Doblemente Alimentado (Dfig.con).....	26
Tabla 2.5. Formato de Datos para la Línea de Transmisión (Line.con).....	28
Tabla 2.6. Formato de Datos para el Transformador (Line.con).	29
Tabla 2.8. Formato de Datos para Cargas (PQ.con).....	30
Tabla 2.9. Formato de Datos para AVR tipo II (Exc.con).....	32
Tabla 4.1. Parámetros de Simulación del Sistema para Valores Nominales.....	41
Tabla 4.2. Parámetros de Simulación del Sistema con Perturbación de $H2$	42
Tabla 4.3. Índices de proximidad a la Inestabilidad de las normas SNi para las perturbaciones del Aerogenerador con Generadores Síncronos.....	50
Tabla 4.4. Porcentajes de Variación de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9}	51
Tabla 4.5. Índices de Proximidad a la Inestabilidad de las Normas SNi para los Diferentes Porcentajes de Variación de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9}	54
Tabla A. 1 Parámetros de las Líneas de Transmisión.	64
Tabla A. 2 Parámetros de Transformadores.	65
Tabla A. 3 Parámetros de Carga.	65
Tabla A. 4 Parámetros de Generadores.....	65
Tabla A. 5 Parámetros de Excitadores.	65
Tabla B. 1 Parámetros de las Líneas de Transmisión.	66
Tabla B. 2 Parámetros de Transformadores.	67
Tabla B. 3 Parámetros de Carga.	67
Tabla B. 4 Parámetros de Generadores.	68
Tabla B. 5 Parámetros de Excitadores.	68

INTRODUCCIÓN

La Energía Eólica en México.

Es notable el crecimiento de la población en México, tan solo del año 2000 al 2008 se tuvo un incremento de 8.38 millones de personas [2], esto implica un mayor gasto energético, el cual impacta directamente al medio ambiente con las emisiones de CO₂, ya que la principal fuente de generación eléctrica es originada por la utilización de combustibles fósiles como se puede observar en la Figura 1.1.

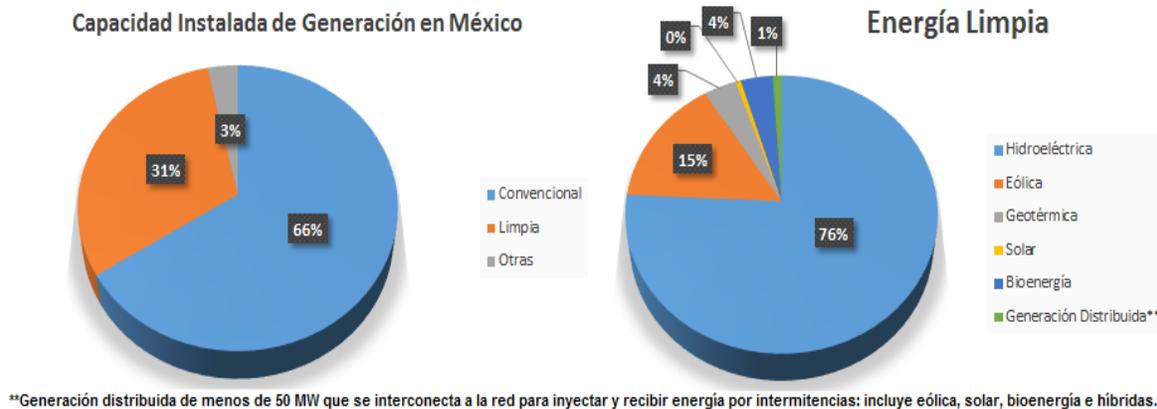


Figura 1.1 Matriz Energética Mexicana [3].

Para contrarrestar las emisiones de CO₂ dentro del país se han identificado diferentes zonas con potencial para la explotación eólica de la generación eléctrica, entre ellas destacan la zona del Istmo de Tehuantepec, en el estado de Oaxaca, La Rumorosa en el estado de Baja California, así como en los estados de Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa, y en la Península de Yucatán. A finales de 2009, la capacidad instalada en generación eólica superaba los 250 MW de potencia, mientras que la capacidad autorizada está en torno a los 2300 MW, por lo que una gran parte de la capacidad con que se cuenta en México aún está en desarrollo [2].

Dentro de los datos más actuales la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) estima que el potencial de capacidad es de 10,000 MW de los cuales el total previsto en el año 2016 es de 3,527 MW generada por 9 estados, como se puede observar en la Figura 1.2.



Figura 1.2. Capacidad Instalada de Energía Eólica en México 2016 (AMDEE).

Por otro lado, los estudios del Instituto de Investigaciones Eléctricas establecen un potencial competitivo en 5,000 MW y un potencial probable en 15,000 MW. La perspectiva de desarrollo que maneja la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es de 7,000 MW. En el año 2007 se modificó el modelo de contrato de interconexión y la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuentes de energías renovables. Con lo anterior se originó la posibilidad a permisionarios en la modalidad de autoabastecimiento, que entreguen energía eléctrica exclusivamente a instalaciones de municipios, entidades federativas o del gobierno federal, con cualquier fuente de energía renovable (biogás, biomasa, geotermia, etc), ya que anteriormente solo se

utilizaba para fuentes renovables del tipo intermitente (sol, viento y agua). Esto propicia a un mercado más flexible económicamente por la competencia que se origina al tener más opciones de generación de la energía eléctrica.

En la mayoría de los proyectos existen problemas o dificultades al momento de la implementación lo que para la generación de energía eólica no es la excepción, ya que se comenzó a detectar en el 2007 que las redes de transmisión eléctricas no tenían capacidad para absorber toda la generación eólica de la zona de Oaxaca [2]. De esta forma la comisión reguladora de energía CRE, CFE y la SENER acordaron llevar a cabo una temporada abierta (TA) para determinar la capacidad de transmisión que los desarrolladores privados estarían dispuestos a reservar bajo bases firmes e irrevocables, con objeto de contar con los elementos necesarios para justificar la autorización de los recursos necesarios para un proyecto de obra pública financiada, a ser ejecutado por CFE.

Viendo el problema desde otro punto de vista existen otros factores que impiden un buen desarrollo y utilización de generación eólica en México los cuales se pueden enlistar de la siguiente manera [2]:

- **Adecuación técnica de los equipos:**

Falta de adaptación de los aerogeneradores a los regímenes de viento específicos de cada zona. En concreto, en la zona de Oaxaca, los vientos son muy fuertes y constantes, llegando a superar la velocidad de corte de las máquinas que se considera a partir de los 25 m/s. Estos regímenes de vientos, además de dificultar las labores de operación y mantenimiento de las máquinas, favorecen el deterioro prematuro de las mismas.

Otro aspecto de diseño a tener en cuenta es que en esta zona hay una incidencia significativa de descargas atmosféricas. Los sistemas de protección actuales no siempre son suficientes y en ocasiones las máquinas quedan seriamente dañadas.

- **Integración en la red:**

El mayor problema a solucionar con el uso de esta tecnología es cómo integrar en el sistema un contingente considerable de generación de incorporación prioritaria, cuya disponibilidad es aleatoria, de localización libre y que ante situaciones de inestabilidad actualmente se desconecta del mismo, obligando al resto de generación a incrementar su cuota de participación en los servicios complementarios del sistema, imprescindibles para su buen funcionamiento.

Además, debemos tener en cuenta que los parques eólicos se localizan generalmente en áreas con baja densidad de población, donde frecuentemente las redes eléctricas son débiles, por lo que requieren ser reforzadas y mejoradas.

- **Regulatorias:**

Es fundamental un marco regulatorio adecuado a la tecnología y que impulse su uso. Se debe tener un mejoramiento para poder vender libremente la energía eléctrica bajo la reglamentación de las normativas establecidas, para que los precios de la energía bajen, así como de los equipos necesarios para la construcción de las plantas generadoras, de esta manera serán más las empresas privadas que quieran invertir en estas tecnologías.

- **Poseción de tierras:**

El régimen de propiedad existente en la zona de mayor potencia de energía eólica, Oaxaca, y la dispersión de los propios propietarios, complica la adquisición de tierras por parte de los promotores de las empresas eólicas.

Todos estos factores afectan al crecimiento y desarrollo de la generación eólica en México por lo que para resolver uno de los problemas que es la integración de la energía a la red eléctrica, será necesario la utilización de métodos de predicción, de los cuales existen varios métodos a fin de estimar un valor de la potencia eólica, y éstos varían entre el uso de modelos estadísticos a modelos físicos o una combinación entre ambos. Por lo que en la siguiente sección se concentran más conceptos a tener en cuenta para la integración y buen funcionamiento del sistema eléctrico de potencia con la penetración de energías renovables como lo es la energía eólica particularmente.

Análisis de Estabilidad con Sistemas Eólicos

Uno de los principales pasos al momento de querer interconectar un sistema de generación nuevo al SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) como lo son en este caso los parques eólicos, es realizar previamente un estudio de estabilidad, de los cuales existen diferentes clasificaciones como las mencionadas en [4].

Impacto en la Estabilidad de Frecuencia

En la Figura 1.3, se ilustra el concepto de la estabilidad de frecuencia, mediante la respuesta de un sistema típico ante una perturbación en el sistema (rechazo de carga preventivo) [5].

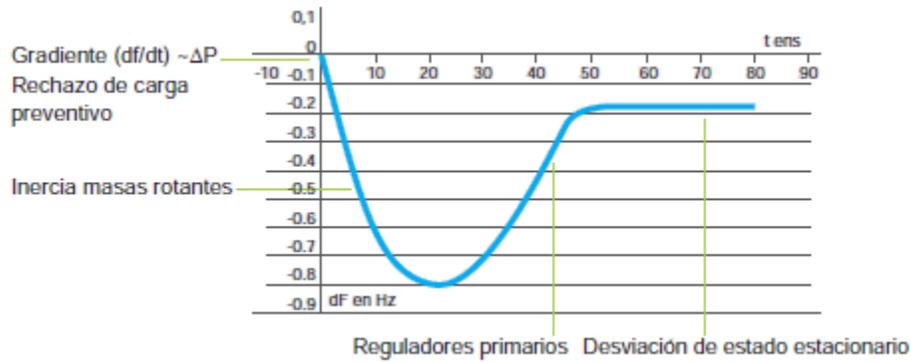


Figura 1.3. Estabilidad de Frecuencia vs Tiempo [5].

De la figura anterior se observa también el impacto de la inercia acumulada en las masas rotantes y la actuación que deben seguir los controladores para retornar al estado estable, una vez ocurrida una perturbación en el sistema como un rechazo de carga preventivo.

En algunos casos los sistemas de generación eólica, así como también los sistemas solares no tienen impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta intervalos de tiempo relevantes para el control secundario (15 minutos). Sin embargo, el hecho de que los aerogeneradores de velocidad variable tengan poca o nula inercia, influye en la estabilidad de frecuencia considerablemente. Resumiendo lo anterior, se puede decir que la reducida inercia de estos sistemas conduce a un cambio más rápido de rango de frecuencia y a unas caídas de frecuencia más profundas. Esto es particularmente más relevante en el caso de redes en isla o en el caso de que exista aislamiento de una parte del sistema.

La cantidad total de reserva primaria y secundaria permanece usualmente sin cambio debido a que, en el peor de los casos, la reserva se define para la unidad de generación más grande y no por variabilidad eólica. Solo en el caso de sistemas con niveles de muy alta penetración eólica y solar cuando las plantas convencionales no puedan cubrir las reservas de control primario y secundario, será necesario que también la generación solar y eólica contribuya a ello.

Impacto en la Estabilidad de Voltaje

Conceptualmente hablando se puede decir que una inestabilidad de tensión se origina cuando una de las barras del SEP no puede recuperarse, ante un evento ocasionado por la falla en una línea de transmisión [5].

Generalmente los aerogeneradores modernos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores sincrónicos de grandes plantas de potencia convencional. Sin embargo, debido a que grandes generadores sincrónicos conectados a los niveles de transmisión se desconectaran durante tiempos de alta generación eólica, su integración puede tener impactos negativos en la estabilidad de voltaje por lo que a continuación se muestran algunas consideraciones:

- La potencia reactiva no se puede transferir a través de largas distancias, sino que debe estar disponible localmente. Sin embargo, los parques eólicos especialmente son muy a menudo localizados en áreas remotas (remotas desde los centros de carga). Por esta razón incluso si los parques están habilitados para entregar potencia reactiva, esta podría no estar disponible en la localización donde sea requerido instantáneamente.
- Muchos generadores eólicos son integrados en niveles de voltaje más bajos que las grandes plantas de potencia. Típicamente el control de voltaje está estrictamente basado en un concepto, donde los transformadores con cambiadores de taps regulan el voltaje del nivel inmediatamente inferior, lo cual significa que el balance de potencia reactiva es únicamente posible en la dirección del más alto al más bajo nivel de potencia. Así, la capacidad de potencia reactiva de un generador eólico integrado a los sistemas de subtransmisión o distribución podría no estar disponible para los principales niveles de transmisión.

Impacto en la Estabilidad de Ángulo

Se tienen dos clasificaciones para la estabilidad de ángulo, la estabilidad oscilatoria (o angular de pequeñas perturbaciones) y estabilidad transitoria (o angular de grandes perturbaciones). Por el impacto en la seguridad global del sistema que puede ocasionar la estabilidad transitoria nos concentraremos en ésta [6].

Se debe tener en cuenta tener en que, con la adición de una nueva planta de potencia, los tiempos críticos de liberación de fallas se incrementan, el impacto de la nueva planta de potencia es positivo. Por el contrario, si los tiempos críticos de liberación de falla disminuyen y se mueven más cerca al actual tiempo de crítico de liberación, el impacto es negativo.

Esto podría ser tolerable, siempre y cuando los momentos críticos de liberación de fallas se mantengan por encima de tiempos de liberación de fallas reales (por ejemplo, 150 ms). Dado que los generadores eólicos no tienen un problema de estabilidad transitoria en sí mismos, sus impactos (positivos o negativos) en tiempos críticos son únicamente indirectos.

1.1 Justificación y Motivación

La operación de los sistemas de potencia modernos ha llegado a ser una tarea cada vez más compleja para ingenieros y operadores de los sistemas de control de energía. La complejidad es cada vez mayor debido al incremento constante de las dimensiones de los sistemas, mayor dependencia de los dispositivos de control, más interconexiones, y mayores niveles de cargabilidad. En este sentido, la evaluación de la seguridad de los sistemas de potencia tiene que ver con el comportamiento de las dinámicas electromecánicas del sistema sujetas a disturbios grandes denominados contingencias. Entonces, técnicamente, la seguridad dinámica de sistemas de potencia se define como “la habilidad de un sistema de potencia para soportar disturbios súbitos tales como cortocircuitos eléctricos o la pérdida inesperada de componentes del sistema”.

Esto significa que posterior a la ocurrencia de un disturbio súbito, el sistema de potencia soportará el comportamiento transitorio y se establecerá en una nueva condición de estado estable aceptable, donde en la nueva condición de estado estable todos los componentes del sistema operan dentro de los límites establecidos.

La evaluación de seguridad de una contingencia crítica consiste en realizar una simulación en el dominio del tiempo para evaluar su efecto en estabilidad transitoria. Sin embargo, aunque este método permite determinar si un sistema de potencia sujeto a un disturbio es estable o inestable, es incapaz de determinar el efecto de los parámetros que más impactan la estabilidad transitoria de un sistema de potencia. Por tanto, para evaluar el impacto de los parámetros en la estabilidad transitoria y seguridad de sistemas de potencia es necesario recurrir al uso de otro tipo de metodologías. En este sentido, la teoría de sensibilidades dinámicas permite calcular sensibilidades de trayectorias dinámicas a partir del método convencional de análisis no-lineal en el dominio del tiempo. A través de estas sensibilidades que proporcionan información cualitativa del cambio de las variables de estado con respecto a los parámetros de interés, es posible evaluar el nivel de estabilidad y seguridad de un sistema de potencia.

En este proyecto se propone desarrollar un procedimiento basado en la teoría de sensibilidades de trayectorias para evaluar la estabilidad transitoria de sistemas de potencia. El procedimiento es completamente general y no presenta ninguna restricción con respecto a la complejidad del sistema, modelado de componentes, ni dimensión del sistema. Además de la información de estabilidad, los efectos de los parámetros pueden ser estudiados. Con esta información es posible desarrollar estrategias de control preventivo para mejorar la seguridad dinámica de los sistemas.

1.2 Objetivo General

Este proyecto de tesis consiste en evaluar la estabilidad transitoria de los sistemas de transmisión de energía eléctrica y la interacción de sus parámetros, con la ayuda de un software especializado.

1.2.1. Objetivos Específicos

- Desarrollar un procedimiento de simulación, que permita calcular las sensibilidades de las trayectorias dinámicas de las variables de estado de los sistemas de potencia, con respecto a los parámetros de interés.
- Utilizar la información cualitativa de las sensibilidades de trayectorias para desarrollar una metodología que permita mejorar el análisis de la operación dinámica de los sistemas eléctricos de potencia y por tanto su seguridad.

1.3 Antecedentes

La teoría de sensibilidades dinámicas primeramente ha sido aplicada al estudio de la estabilidad transitoria del SEP, para investigar el efecto de la variación de parámetros. En [7], se utilizan las sensibilidades normalizadas con respecto a los parámetros para encontrar el valor óptimo de éstos (Identificación de Parámetros). En [8], se usan las sensibilidades con respecto al suministro total de potencia y el intercambio de potencia fija, para calcular la capacidad de suministro de máxima potencia y la capacidad del intercambio máximo entre las áreas del sistema.

En [9], se usan las sensibilidades con respecto a la potencia generada, para la estimación de los límites de generación, los límites de flujos de potencia en la línea, la capacidad de suministro de potencia total y aplicación del control preventivo. Las sensibilidades con respecto a los cambios en la generación, carga y red son propuestas en [10] para calcular varios límites de estabilidad en los SEPs. Las trayectorias de sensibilidades son usadas en [11] para analizar la influencia de las señales de control en las trayectorias de estado del sistema, para cierto instante de conmutación.

En [12], las sensibilidades de un Margen del Tiempo Transitorio (MTT), el cual es la diferencia entre el tiempo crítico de liberación de una perturbación y el tiempo al cual es liberada la perturbación, es usado para estimar los límites de estabilidad. La expresión para MTT es obtenida reduciendo primero el sistema multi-máquina a un sistema equivalente de una sola máquina.

En [13], las trayectorias de sensibilidades de la potencia de la línea con respecto a la potencia de entrada, son usadas para distinguir el nivel de severidad de la perturbación y para identificar los generadores que contribuyen a la estabilidad del sistema.

La estimación de parámetros de SEPs basados en las trayectorias de sensibilidades y técnicas de optimización, son propuestas en [14] y [15]. La simulación del modelo de una línea con modelos dinámicos es realizada y el nivel de apertura del ángulo del rotor es usado para identificar la máquina crítica, antes de deducir el modelo equivalente de una sola máquina. Cuando se establece el equivalente de un sistema de una máquina, dos márgenes de estabilidad son calculados para dos diferentes valores de parámetros seleccionados y después extrapolando se obtiene el valor crítico del parámetro.

En [16] , las trayectorias de sensibilidades para los sistemas de post-perturbación, son usados como indicadores que muestran el nivel de estrés del sistema, la severidad de la perturbación y para predecir cual máquina es más probable que tienda a la inestabilidad.

En [17], las trayectorias de sensibilidades son calculadas para analizar la estabilidad del sistema eléctrico Noruego. Las sensibilidades relativas del ángulo del rotor con respecto a la impedancia de la línea son usadas para identificar la línea del sistema que sea la más sensible con respecto a la estabilidad del sistema, identificando así la línea más crítica del sistema. Las sensibilidades son usadas para indicar el efecto que tienen las líneas con los diferentes generadores del sistema. También las sensibilidades de los dispositivos, para ciertos instantes de conmutación, son usadas para indicar la contribución significativa del dispositivo, en el proceso de estabilización del sistema, cuando la perturbación fue liberada.

1.4 Estado del Arte

La estabilidad de sistemas de potencia puede ser ampliamente definida como la propiedad del sistema para permanecer en un estado de operación en equilibrio bajo condiciones de operación normales, y por otra parte retomar un estado aceptable de equilibrio después de estar sujeto a un disturbio. La estabilidad puede ser manifestada de diferentes maneras, dependiendo de la configuración del sistema y de la forma de operación de éste. Tradicionalmente los problemas de estabilidad se han enfocado en mantener la

operación síncrona de los generadores de un sistema. Debido a que los sistemas de potencia dependen de las máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para la operación satisfactoria del sistema es que todas las máquinas estén en sincronismo o como se dice coloquialmente “en paso”. Este aspecto de estabilidad es influenciado por las dinámicas de los ángulos de los rotores de los generadores y la relación ángulo-potencia [6].

La inestabilidad también puede ser encontrada sin pérdida de sincronismo. Por ejemplo, un sistema que consiste de un generador síncrono que alimenta a una carga como lo puede ser un motor de inducción a través de una línea de transmisión puede volverse inestable debido a un colapso de voltaje. El mantenimiento del sincronismo no es problema en este caso; en su lugar, se pretende mantener la estabilidad y control del perfil de voltajes del sistema [6].

Los disturbios a los que esta propenso el SEP pueden ser cortos o largos. Un disturbio corto en forma de cambios de carga, toma lugar continuamente y el sistema se ajusta así mismo para las condiciones de cambio [6]. El sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y suministrar sin problema alguno la máxima cantidad de carga demandada. Éste también debe tener la capacidad de sobrevivir a numerosos y severos disturbios largos, como pueden ser un corto circuito en nodos y líneas de transmisión, la pérdida de un generador o carga, o pérdida de un enlace entre dos subsistemas.

La respuesta del sistema al disturbio implica mucho del equipo. Por ejemplo, si se tiene un cortocircuito en un elemento crítico seguido por su aislamiento por parte del relevador de protección contra sobrecorrientes causará variaciones tanto en transferencias de potencia, como en velocidades del rotor de la máquina síncrona y el voltaje de línea, todo lo anterior es solo por mencionar algunos de los parámetros que se ven involucrados en una falla de esta índole. Por lo tanto, muchas consideraciones son usualmente hechas para simplificar el problema y enfocarse sobre factores que influyeran específicamente al tipo de problema de estabilidad bajo estudio. La comprensión de los problemas de estabilidad se logra a través de la clasificación de la estabilidad en varias categorías [6].

La estabilidad transitoria es uno de los aspectos más importantes que deben ser evaluados para garantizar la seguridad en sistemas eléctricos de potencia. Para la evaluación de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia reales es fundamental utilizar simuladores con capacidad para ejecutar estudios de flujos de potencia y análisis dinámico de sistemas no-lineales. Además de determinar la seguridad de sistemas, estos estudios permiten determinar el impacto de la integración de nuevas tecnologías y metodologías de análisis de sistemas de potencia. El análisis de flujos de potencia se lleva a cabo bajo un escenario de análisis en estado estacionario mientras que la estabilidad se

realiza bajo el escenario de análisis dinámico. Los resultados del estudio de flujos de potencia son utilizados para calcular las condiciones iniciales de los estudios de estabilidad.

En cuanto a análisis se refiere, PSS/E® es utilizado en [18] para estudiar la estabilidad de una red examinando su respuesta inmediata después de la condición de falla e inspeccionando el tiempo de eliminación de fallas críticas (TEFC). El método utilizado es a prueba y error, con éste se determina el TEFC, el cual es obtenido calculando el punto medio entre el tiempo de la falla cuando el sistema comienza a ser inestable y el tiempo antes (cuando el sistema aún se encuentra en estado estable). El proceso que se lleva a cabo para ejecutar un análisis de la estabilidad transitoria mediante este simulador es el mostrado en el diagrama de flujo de la Figura 1.4.

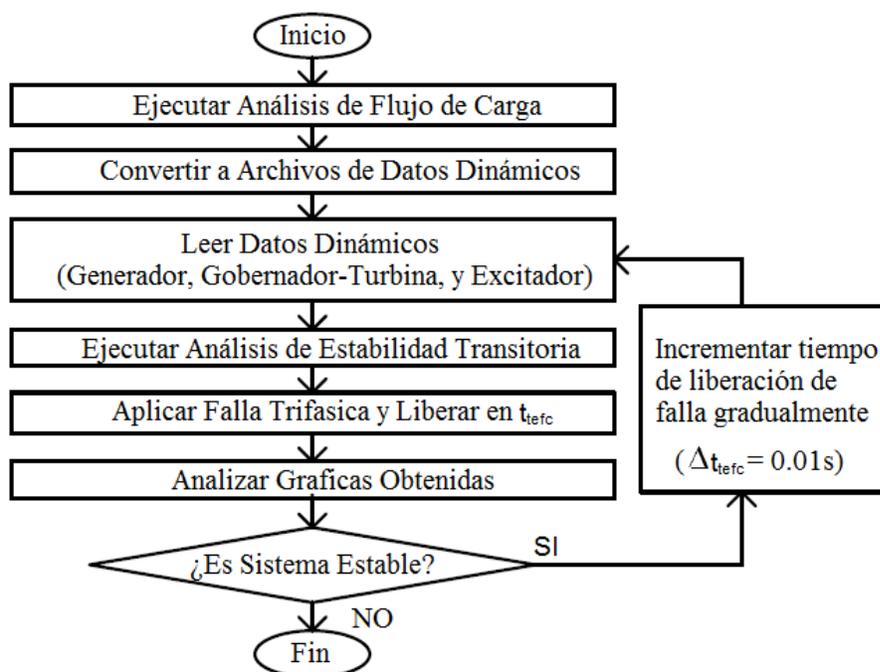


Figura 1.4. Diagrama de Flujo del Análisis de Estabilidad Transitoria en PSS/E [18].

En [19] es propuesto un nuevo esquema de análisis de seguridad dinámica basado en la teoría de sensibilidades dinámicas. Las trayectorias de sensibilidad del sistema son calculadas con respecto a un conjunto de parámetros preseleccionados, como lo puede ser la potencia de salida de un generador, utilizando diferentes disturbios y tiempos de liberación de éstos, así como también se examina la condición inicial de sensibilidad. A partir de esto se pueden determinar aquellas máquinas que son más sensibles con respecto a una contingencia particular y cuales parámetros de dichas máquinas son más sensibles.

En [16] se estudia la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia utilizando una herramienta analítica. Calculan las funciones de las trayectorias de sensibilidades del sistema después de una falla con respecto a ciertos parámetros, con la finalidad de encontrar el grado de sensibilidad de las trayectorias de cada estado a las variaciones en los parámetros del sistema. Cuando el estrés del sistema se incrementa, el estado de las trayectorias se vuelve más sensible a las variaciones en los parámetros. Así estas trayectorias de sensibilidades son utilizadas como un índice de seguridad del sistema de potencia.

En [20] se utiliza la teoría de sensibilidades dinámicas para estimar el tiempo crítico de liberación de falla t_{cr} , calculando la sensibilidad de la función de energía directamente para un tiempo de liberación de falla t_{cl} . Anteriormente se calculaba la sensibilidad del margen de energía con respecto a los parámetros del sistema. En estos casos, la energía crítica v_{cr} depende de los parámetros y por lo tanto el cálculo de v_{cr} es necesario, siendo éste una tarea difícil computacionalmente. Por otro lado, es posible evitar el cálculo de v_{cr} ya que el objetivo es solo obtener una estimación de t_{cr} . La sensibilidad $S = \frac{\partial v}{\partial t_{cl}}$ es calculada para dos valores diferentes de t_{cl} , y el recíproco desviación máxima de S es calculada como $\eta = \frac{1}{\max(S) - \min(S)}$, por lo tanto, para cada tiempo de liberación es trazado una línea recta entre los dos puntos obtenidos (t_{cl1}, η_1) y (t_{cl2}, η_2) , siendo el tiempo de liberación crítico $t_{cl,est}$ la intersección de la línea recta con el eje del tiempo en el plano (t_{cl}, η) como se muestra en la Figura 1.5.

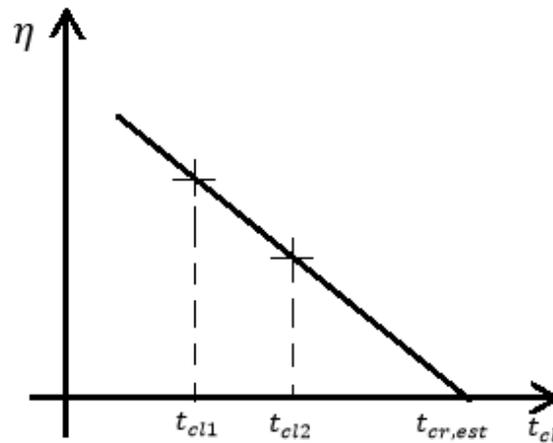


Figura 1.5. Estimación del Tiempo de Liberación Crítico [20].

En [21] se hace una revisión de algunas aplicaciones que se han realizado con la teoría de sensibilidades dinámicas de las trayectorias en complemento a las simulaciones en el dominio del tiempo. A través de la información que proveen las sensibilidades se analiza la influencia de los parámetros en la dinámica del sistema ante transitorios provocados por disturbios de largo plazo.

Por otra parte en [22] se describe el impacto de la generación eólica en la seguridad de los sistemas de potencia utilizando el análisis de la teoría de sensibilidades (TSA, por sus siglas en inglés). Los resultados del algoritmo propuesto permiten identificar las variables de estado más sensibles a la variación de parámetros del modelo *DFIG*. En [23] se evalúa la estabilidad transitoria de un sistema de potencia cuando una gran cantidad de energía eólica con tecnología *DFIG* es conectada al sistema con un nivel gradual de penetración. Se muestra que la estabilidad transitoria empeora cuando se incrementa el nivel de penetración de generación eólica.

Como se ha descrito en esta sección existen diferentes técnicas de análisis de estabilidad transitoria. Se puede observar que las sensibilidades dinámicas de trayectorias es una técnica que se ha utilizado en la evaluación de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia, debido a que ésta proporciona información adicional muy valiosa, la cual no es visible o no puede ser obtenida a través del estudio convencional de estabilidad transitoria basado en simulación no-lineal. En este trabajo de tesis se utiliza la teoría de sensibilidades dinámicas para analizar la interacción del nivel de penetración de la generación eólica con la estabilidad de sistemas de potencia.

1.5 Descripción de la Tesis

El presente documento de tesis está dividido en cinco capítulos. Los capítulos restantes se describen a continuación:

Capítulo 2

- a) Se presenta un marco teórico de las definiciones y conceptos básicos que son requeridos para el análisis de la estabilidad transitoria.
- b) Se describe la metodología que será utilizada para el análisis de sistemas mediante un software especializado.

Capítulo 3

Se describen los modelos matemáticos de componentes que son considerados para formar los SEPs, así como la obtención de los datos del caso de estudio que se abordará aplicando la teoría de sensibilidades dinámicas y realizando las simulaciones pertinentes.

Capítulo 4

- a) Se presentan los resultados de las simulaciones del comportamiento de los transitorios electromecánicos resultantes de disturbios o contingencias, debidos a fallas eléctricas y/o pérdida súbita de grandes cantidades de generación y/o carga eléctrica.

- b) Se desarrollan los procedimientos y metodologías que permitan, a partir de la información obtenida de la evaluación de la estabilidad mediante sensibilidades dinámicas, garantizar e incrementar la seguridad en la operación de los sistemas de potencia.

Capítulo 5

- a) Finalmente, en este capítulo se presentan los resultados y conclusiones, así como los trabajos futuros emanados de este trabajo.

ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

En este capítulo se detallan los conceptos más relevantes acerca de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, así como las técnicas y metodologías empleadas para la simulación de los mismos. Se presentan también los diferentes modelos matemáticos utilizados por PSAT para realizar las simulaciones pertinentes de los casos de estudio seleccionados.

2.1. Clasificación de Estabilidad

La inestabilidad en un sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciada por un amplio rango de factores. Análisis de problemas de estabilidad, identificación de factores esenciales que influyen en la estabilidad y desarrollo de métodos que mejoran la operación estable son en gran medida facilitados por la clasificación de estabilidad en las categorías definidas. Éstas son clasificadas en [4] y se basan en las consideraciones siguientes:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño del disturbio considerado.
- Los dispositivos, procesos y lapso de tiempo que debe ser tomado en consideración con el fin de determinar la estabilidad.
- El método más apropiado de cálculo y predicción de estabilidad.

En la Figura 2.1 se muestran las principales clasificaciones que se tienen con respecto a la estabilidad en sistemas de potencia.

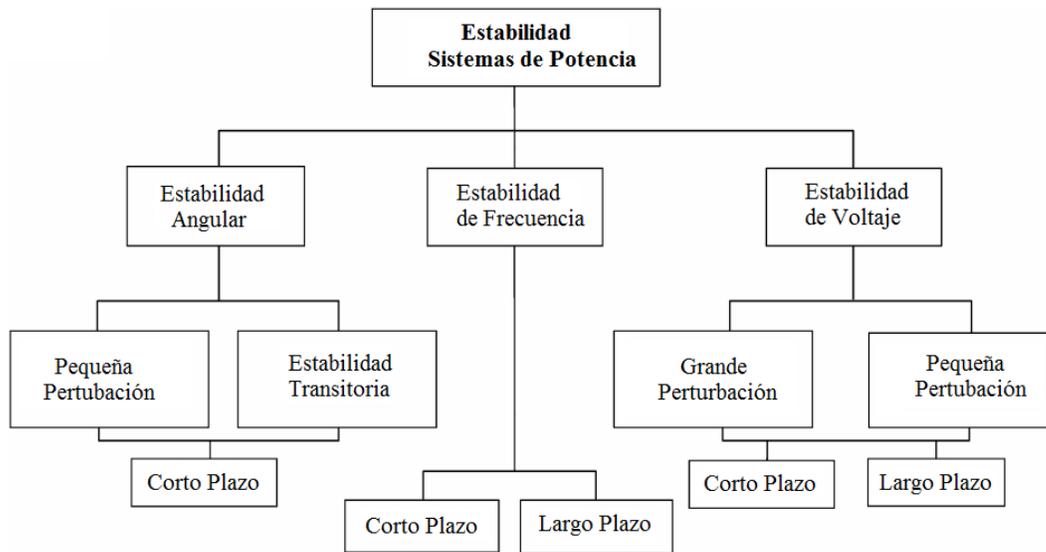


Figura 2.1. Clasificación de la Estabilidad de los SEP [4].

2.1.1. Análisis de Estabilidad Angular en el SEP

La evaluación de la estabilidad angular es un proceso muy importante que se lleva a cabo en los centros de control de energía para garantizar la operación segura de sistemas de potencia. En esta sección se presenta la metodología implementada para realizar el análisis de estabilidad angular, ya que en la actualidad es necesario realizar un constante monitoreo del SEP para poder soportar posibles contingencias que se puedan presentar.

Hoy en día uno de los métodos que se emplean para determinar si el sistema es estable o inestable es la identificación visual de las oscilaciones de las trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos. Si los ángulos del rotor (o las diferencias angulares respecto a una referencia) alcanzan el valor máximo y después decrece, el sistema es estable, por el contrario, si la diferencia angular incrementa indefinidamente el sistema es inestable [24].

La respuesta del sistema se obtiene resolviendo un conjunto de ecuaciones no lineales que representan los balances de potencia nodal del SEP y las ecuaciones dinámicas de los generadores y sus controles, para lo cual se recurre a soluciones basadas en métodos iterativos de integración implícitos y explícitos. Para lograr lo anterior se utilizan software con simuladores de sistemas de potencia, tales como PSS/E y Digsilent por mencionar algunos, éstos incluyen análisis de flujos de carga y análisis de transitorios [18]. En estos paquetes de software el método utilizado es la simulación no lineal en el dominio del

tiempo, con éste se determina el tiempo crítico del sistema t_{cr} , el cual es obtenido aplicando una falla en el sistema para un tiempo de liberación de falla t_{cl} e incrementando gradualmente el tiempo hasta encontrar la pérdida de estabilidad del sistema, éste proceso se puede apreciar de mejor manera en el diagrama de flujo de la Figura 2.2.

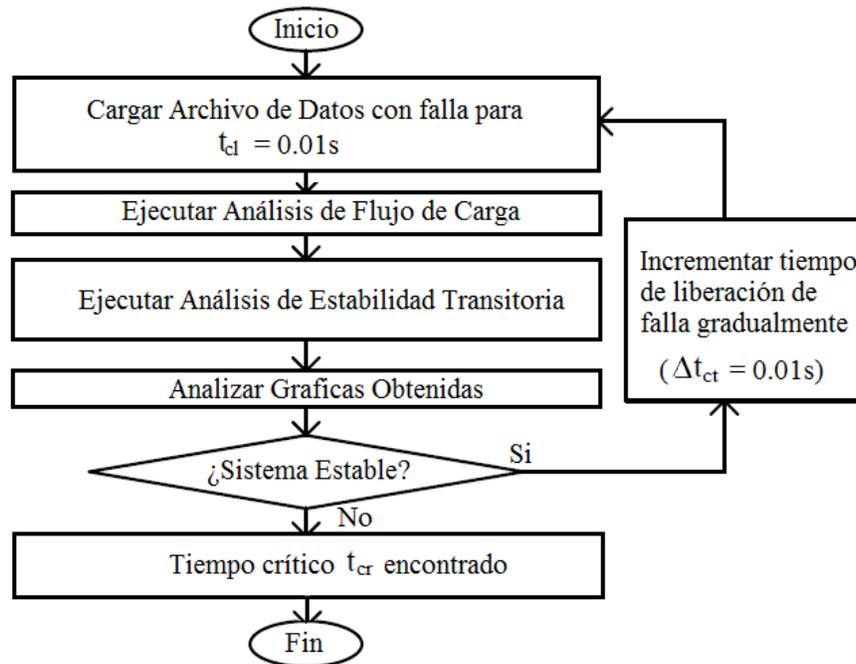


Figura 2.2. Diagrama de Flujo para Encontrar Tiempo Crítico del Sistema.

El cálculo de este tiempo es fundamental para posteriores análisis de fallas, ya que este cambia ante cualquier cambio o variación en el sistema tales como diferentes modelos de componentes, diferente tipo y/o ubicación de fallas, diferentes condiciones iniciales, etc.

2.2 Modelos de Simulación en PSAT

Los estudios realizados en este trabajo fueron simulados en Matlab® mediante la herramienta Power System Analysis Toolbox (PSAT, por sus siglas en inglés) el cual contiene diferentes modelos de componentes para llevar a cabo la simulación y análisis de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. Los modelos utilizados para llevar a cabo los estudios y análisis de los SEPs se muestran en las secciones posteriores [25].

2.2.1 Modelos de Máquinas

Los modelos de la máquina síncrona y el motor de inducción son descritos por las siguientes ecuaciones generales:

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (2.1)$$

$$P = gp(x, y)$$

$$Q = gQ(x, y)$$

donde x es el conjunto de variables de estado, y es el conjunto de variables algebraicas (p. ej. V y θ) y u representa el conjunto de variables de entrada. Con respecto a los modelos del motor de inducción, u (es decir, el par mecánico T_m) es fijado por el usuario.

Las máquinas síncronas son inicializadas después de calcular un estudio de flujos de potencia, y una vez que la solución de éste ha sido determinada se utilizan los valores de V_0, θ_0, P_0 y Q_0 en el bus de generación para inicializar las variables de estado y entrada, siendo el último el voltaje de campo V_f y el torque mecánico T_m . Por lo tanto, se resuelve el siguiente sistema [25]:

$$0 = f(x, y_0, u) \quad (2.2)$$

$$P_0 = gP(x, y_0)$$

$$Q_0 = gQ(x, y_0)$$

A. Modelo de la Máquina Síncrona

El modelo de Park-Concordia es usado para las ecuaciones de las máquinas síncronas, cuyo esquema es descrito en la Figura 2.3. Varios niveles de simplificación son aplicados, desde las ecuaciones de oscilación clásicas hasta un modelo de orden ocho con saturación de campo. El enlace entre los fasores de red y el voltaje de la máquina del eje d y q es el siguiente:

$$\begin{aligned} v_d &= V \sin(\delta - \theta) \\ v_q &= V \cos(\delta - \theta) \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde:

$\delta \rightarrow$ *angulos del rotor*

$\theta \rightarrow$ *angulos de fase*

Las expresiones de corrientes del eje d y q dependen del modelo y en términos generales son definidos como:

$$\begin{aligned} 0 &= g_1(x, i_d, i_q, V, \theta) \\ 0 &= g_2(x, i_d, i_q, V, \theta) \end{aligned} \quad (2.4)$$

donde:

$i_d \rightarrow$ *Corriente de eje directo*

$i_q \rightarrow$ *Corriente de eje de cuadratura*

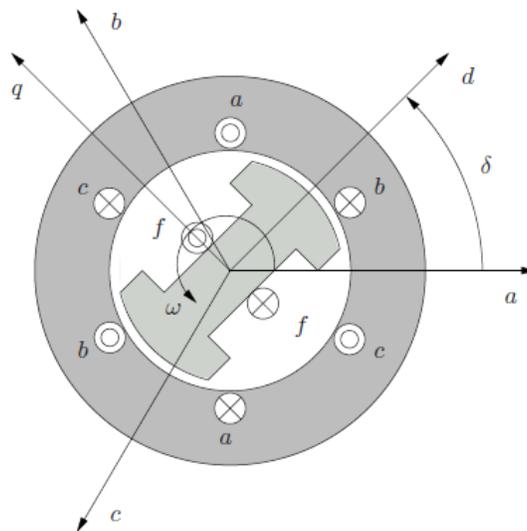


Figura 2.3. Esquema de la Máquina Síncrona.

Cada modelo de máquina incluye seis variables algebraicas, la potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de voltaje V y ángulo θ en el bus, potencia mecánica p_m y voltaje de campo v_f . Así como seis ecuaciones por máquina: dos son la inyección de potencia P y Q en los buses de la red y las otras cuatro ecuaciones son:

$$0 = v_d i_d + v_q i_q - P \quad (2.5)$$

$$0 = v_q i_d + v_d i_q - Q \quad (2.6)$$

$$0 = P_{m0} - p_m \quad (2.7)$$

$$0 = v_{f0} - v_f \quad (2.8)$$

donde v_d y v_q son definidas en (2.3); p_{m0} y v_{f0} son variables algebraicas de potencia mecánica y voltaje de campo, respectivamente. Observe que, en los modelos siguientes, se asume que las variaciones de velocidad son pequeñas, por lo que la potencia mecánica en *p.u.* es aproximadamente igual al torque mecánico en *p.u.*

En los modelos III, IV, V.1, V.2 y VI de PSAT, el voltaje de campo incluye una retroalimentación de la velocidad del rotor y la potencia activa producida por la máquina:

$$v_f^* = v_f + k_\omega(\omega - 1) - k_p(P(x, V, \theta) - P_0) \quad (2.9)$$

donde P_0 es la potencia eléctrica inicial generada por la máquina, k_ω la ganancia de retroalimentación de velocidad y k_p la ganancia de retroalimentación de potencia. La Ecuación (2.9) implementa un estabilizador de oscilaciones simple y está implícito donde la notación v_f^* es usada.

En la Tabla 2.1 se describe el formato para ingresar los datos de las máquinas síncronas según el modelo a implementar.

La Tabla 2.2 muestra una referencia rápida para el uso de constantes de tiempo y reactancias en modelos de máquinas síncronas. Cuando no se utiliza una constante de tiempo o una reactancia su valor correspondiente puede ser cero. PSAT comprueba las constantes de tiempo y reactancias cuando se inicializan las variables de estado de las máquinas. Si las constantes de tiempo y/o reactancias son negativas o cero, PSAT establecerá automáticamente los valores predeterminados y mostrará los mensajes de advertencia.

Tabla 2.1. Formato de Datos de la Máquina Síncrona (*syn.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad	Modelo
1	-	Numero de Bus	entero	Todos
2	S_n	Potencia Nominal	MVA	Todos
3	V_n	Voltaje Nominal	kV	Todos
4	f_n	Frecuencia Nominal	Hz	Todos
5	-	Modelo de Máquina	-	Todos
6	x_1	Reactancia de Fuga	p.u.	Todos
7	r_a	Resistencia de Armadura	p.u.	Todos
8	x_d	Reactancia Síncrona eje-d	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
9	x'_d	Reactancia Transitoria eje-d	p.u.	II, III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
10	x''_d	Reactancia Subtransitoria eje-d	p.u.	V.2, VI, VIII
11	T'_{do}	Constante de Tiempo de Transitorio en Circuito Abierto eje-d	s	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
12	T''_{do}	Constante de Tiempo de Subtransitorio en Circuito Abierto eje-d	s	V.2, VI, VIII
13	x_q	Reactancia Síncrona eje-q	p.u.	III, IV, V.1, V.2, V.3, VI, VIII
14	x'_q	Reactancia Transitoria eje-q	p.u.	IV, V.1, VI, VIII
15	x''_q	Reactancia Subtransitoria eje-q	p.u.	V.2, VI, VIII
16	T'_{qo}	Constante de Tiempo de Transitorio en Circuito Abierto eje-q	s	IV, V.1, VI, VIII
17	T''_{qo}	Constante de tiempo de Subtransitorio en Circuito Abierto eje-q	s	V.1, V.2, VI, VIII
18	$M = 2H$	Tiempo de Arranque Mecánico (2 x Constante de Inercia)	kWs/kVA	Todos
19	D	Coficiente de Amortiguamiento	-	Todos
20	K_w	Ganancia de Retroalimentación de Velocidad	Ganancia	III, IV, V.1, V.2, VI
21	K_p	Ganancia de Retroalimentación de Potencia Activa	Ganancia	III, IV, V.1, V.2, VI
22	LP	Proporción de Potencia Activa al Nodo	[0,1]	Todos
23	LQ	Proporción de Potencia Reactiva al Nodo	[0,1]	Todos
24	TAA	Contante de Tiempo de Fuga Adicional eje-d	s	V.2, VI, VIII
25	$S(1.0)$	Primer Factor de Saturación	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII
26	$S(1.2)$	Segundo Factor de Saturación	-	III, IV, V.1, V.2, VI, VIII
27	$nCOI$	Numero de Centro de Inercia	entero	Todos
28	u	Estado de Conexión	{0,1}	Todos

Tabla 2.2. Referencias de las Constantes de Tiempo y Reactancias de la Máquina Síncrona [25].

Orden	$T'do$	$T'qo$	$T''do$	$T''qo$	x_d	x'_d	x''_d	x_q	x'_q	x''_q
II						✓				
III	✓				✓	✓		✓		
IV	✓	✓			✓	✓		✓	✓	
V.1	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	
V.2	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
V.3	✓				✓	✓		✓		
VI	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
VIII	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

El modelo de segundo orden es representado por la ecuación de oscilación

$$\delta = (\omega - 1) \quad (2.10)$$

$$\dot{\omega} = (p_m - p_e - D(\omega - 1))/M$$

donde D es la constante de amortiguamiento, M es el tiempo requerido para que el torque nominal acelere el rotor desde el reposo a velocidad nominal por lo que es llamado el tiempo de arranque mecánico equivalente a dos veces la constante de inercia $M = 2H$, la potencia eléctrica p_e es definida como sigue:

$$p_e = (v_q + r_a i_q) i_q + (v_d + r_a i_d) i_d \quad (2.11)$$

Finalmente, la relación siguiente entre los voltajes y corrientes:

$$0 = v_q + r_a i_a - e'_q + (x'_d - x_l) i_d \quad (2.12)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - (x'_d - x_l) i_q$$

El voltaje transitorio del eje q , e'_q , es constante y es almacenado en el campo v_f de la estructura **Syn** de PSAT como si este fuera un voltaje de campo. Reguladores de voltaje automáticos no deben ser conectados para máquinas síncronas de segundo orden. Cabe mencionar que la inercia que contienen los generadores síncronos es de gran importancia dentro del SEP, al contribuir directamente a la estabilidad del mismo, por lo que en el Capítulo 4 se presenta un análisis involucrando esta variable al interconectar aerogeneradores los cuales tienen una baja inercia rotacional.

2.2.2 Modelo del Aerogenerador

A. Modelo de Viento

Los modelos de velocidad de viento incluidos en PSAT se basan en la distribución Weibull y un modelo compuesto que incluye velocidad promedio, rampa, ráfaga y turbulencia. También se pueden utilizar datos de medición real. La Tabla 2.3 muestra el formato de datos para los modelos de velocidad del viento. La densidad del aire ρ a 15 ° C y la presión atmosférica estándar es de 1.225 kg / m³ y depende de la altitud (por ejemplo, a 2000 m ρ es 20% más baja que a nivel del mar) [25].

Tabla 2.3. Formato de Datos para los Modelos de Velocidad del Viento (*Wind.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	1 Datos Medidos Modelo de Viento 2 Distribución Weibull 3 Modelo Compuesto	entero
2	$v_{\omega N}$	Velocidad Nominal del Viento	m/s
3	ρ	Densidad del Aire	Kg/m ³
4	τ	Constante de Tiempo del Filtro	
5	Δt	Muestra de Tiempo para Mediciones de Viento	s
6	c	Factor de Escala para Distribución Weibull	s
7	k	Factor de Forma para Distribución Weibull	-
8	t_{sr}	Tiempo de Rampa de Arranque	-
9	t_{cr}	Tiempo de Rampa Final	s
10	$v_{\omega r}$	Magnitud de Velocidad de Rampa	s
11	t_{sg}	Tiempo de Ráfaga de Arranque	m/s
12	t_{cg}	Tiempo de Ráfaga Final	s
13	$v_{\omega g}$	Magnitud de Velocidad de Ráfaga	s
14	h	Altura de la Señal de Velocidad de Viento	m/s
15	z_0	Longitud de Aspas	m
16	Δf	Paso de Frecuencia	m
17	n	Numero de Armónicos	s

El modelo de viento empleado en simulaciones de esta tesis es la distribución Weibull y una manera común de describir esta velocidad de viento es la siguiente:

$$f(v_\omega, c, k) = \frac{k}{c^k} v_\omega^{k-1} e^{-\left(\frac{v_\omega}{c}\right)^k} \quad (2.13)$$

donde v_ω es la velocidad del viento, c y k son constantes tal como se definen en la matriz de datos del modelo de viento. Variaciones de la velocidad de viento $v_\omega(t)$ son obtenidas por una distribución de Weibull, como sigue:

$$v_\omega(t) = \left(-\frac{\ln \iota(t)}{c}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.14)$$

donde $\iota(t)$ es un generador de números aleatorios ($\iota \in [0,1]$). Por lo general, el factor de forma $k = 2$ conduce a la distribución de Rayleigh, $k > 3$ se aproxima a una distribución normal y $k = 1$ da la distribución exponencial. El factor de escala c debería ser seleccionado en el rango $c \in (1,10)$. Finalmente, se calcula la velocidad del viento ajustando la velocidad media inicial $v_{\omega a}$ determinada en el paso de inicialización como:

$$\check{v}_\omega(t) = (1 + v_\omega(t) - \check{v}_\omega) v_{\omega a} \quad (2.15)$$

donde \hat{v}_ω es el valor medio de $v_\omega(t)$.

B. Turbina de Viento

Dentro del entorno de PSAT se tienen implementados tres tipos de aerogeneradores: la turbina de viento de velocidad constante con generador de inducción de jaula de ardilla, la turbina de viento de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado y el generador síncrono de accionamiento directo. En la Figura 2.4 se presenta el generador de inducción doblemente alimentado [25].

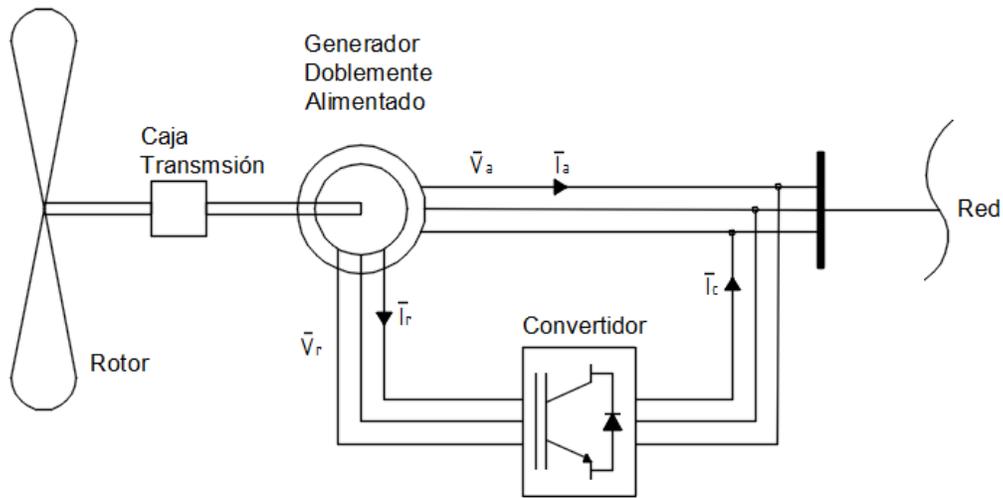


Figura 2.4. Esquema de Turbina de Viento de Velocidad Variable con Generador de Inducción Doblemente Alimentado [25].

Se asumen las ecuaciones eléctricas en estado estacionario del generador de inducción doblemente alimentado, ya que la dinámica de flujo del estator y rotor es rápida en comparación con la dinámica de la red y los controles del convertidor básicamente desacoplan el generador de la red. Como resultado de lo anterior se tiene:

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} + ((x_s + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr}) \quad (2.16)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - ((x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr})$$

$$v_{dr} = -r_r i_{dr} + (1 - \omega_m) ((x_r + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs})$$

$$v_{qr} = -r_r i_{qr} - (1 - \omega_m) ((x_r + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds})$$

donde los voltajes del estator están en función de la magnitud de voltaje y fase de la red:

$$v_{ds} = V \sin(-\theta) \quad (2.17)$$

$$v_{qs} = V \cos(\theta)$$

La potencia activa y reactiva del generador dependen de las corrientes del estator y del convertidor, como sigue:

$$P = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} + v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \quad (2.18)$$

$$Q = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} + v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc}$$

En la Tabla 2.4 se resumen los datos para modelar la turbina de viento con generador de inducción doblemente alimentado *DFIG*.

Tabla 2.4. Formato de Datos para Generador de Inducción Doblemente Alimentado (*Dfig.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	Numero de Bus	entero
2	-	Numero de Velocidad del Viento	entero
3	S_n	Potencia Nominal	MVA
4	V_n	Voltaje Nominal	kV
5	f_n	Frecuencia Nominal	Hz
6	r_S	Resistencia del Estator	p.u.
7	x_S	Reactancia del Estator	p.u.
8	r_R	Resistencia del Rotor	p.u.
9	x_R	Reactancia del Rotor	p.u.
10	x_m	Reactancia de Magnetización	m/s
11	H_m	Inercia del Rotor	kW/kVA
12	K_p	Ganancia del Control Pitch	-
13	T_p	Constante de Tiempo del Control Pitch	s
14	K_v	Ganancia del Control de Voltaje	-
15	T_ϵ	Constante de Tiempo del Control de Potencia	s
16	R	Radio del Rotor	m
17	p	Numero de Polos	entero
18	n_b	Numero de Aspas	entero
19	η_{GB}	Relación de Caja de Cambios	-
20	P_{max}	Potencia Activa Máxima	p.u.
21	P_{min}	Potencia Activa Mínima	p.u.
22	Q_{max}	Potencia Reactiva Máxima	p.u.
23	Q_{min}	Potencia Reactiva Mínima	p.u.
24	u	Estado de Conexión	{0,1}

2.2.3 Modelo de la Línea de Transmisión

En la Figura 2.5 se representa el circuito usado para la definición del modelo de parámetros concentrados de la línea de transmisión, tal como se describe en la literatura abierta de sistemas de potencia. Las ecuaciones de flujos de potencia a través de la línea son las siguientes:

$$P_k = V_k^2(g_{km} + g_{k0}) - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.19)$$

$$Q_k = -V_k^2(b_{km} + b_{k0}) - V_k V_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m))$$

$$P_m = V_m^2(g_{km} + g_{m0}) - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m))$$

$$Q_m = -V_m^2(b_{km} + b_{m0}) + V_k V_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m))$$

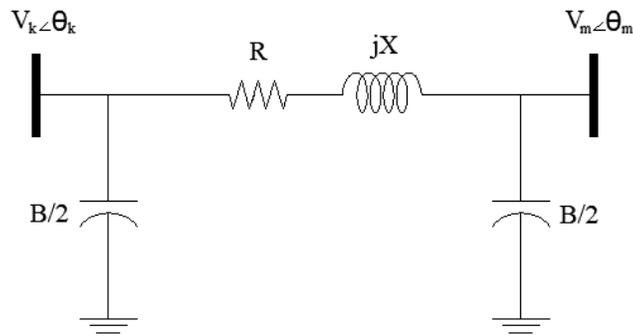


Figura 2.5. Línea de Transmisión en Configuración π [25].

Las líneas de transmisión son definidas en la estructura **Line** de PSAT, la cual es usada también para los transformadores, donde se pueden definir los datos en valores absolutos o en *p.u.* Por otro lado, y para términos de simulación dentro del toolbox, la longitud ℓ de la línea tiene que ser $\ell = 0$. Si $\ell \neq 0$, se asume que los parámetros son expresados en unidad por *km*. En la Tabla 2.5 se presenta el formato de los datos de las líneas de transmisión. I_{max} , P_{max} y S_{max} definen los límites para las corrientes, así como el flujo de potencia activa y aparente ($S = \sqrt{P^2 + Q^2}$) [25]. Cabe mencionar que todas las líneas incluidas en la estructura **Line** son usadas para la construcción de la matriz de admitancia.

Tabla 2.5. Formato de Datos para la Línea de Transmisión (*Line.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	k	Del Bus	entero
2	m	Al Bus	entero
3	S_n	Potencia Nominal	MVA
4	V_n	Voltaje Nominal	kV
5	f_n	Frecuencia Nominal	Hz
6	ℓ	Longitud de la Línea	km
7	-	No usar	-
8	r	Resistencia	p.u. (Ω /km)
9	x	Reactancia	p.u. (H/km)
10	b	Susceptancia	p.u. (F/km)
11	-	No usar	-
12	-	No usar	-
13	I_{max}	Límite de Corriente	p.u.
14	P_{max}	Límite de Potencia Activa	p.u.
15	S_{max}	Límite de Potencia Aparente	p.u.
16	u	Estado de Conexión	{0,1}

2.2.4 Modelo del Transformador

Se pueden definir dos tipos de transformadores como lo son los transformadores de dos devanados y los transformadores de tres devanados, los cuales se describen a continuación.

A. Transformadores de dos Devanados.

Los transformadores de dos devanados son modelados como reactancias en serie sin pérdidas en el entrehierro y sus ecuaciones son básicamente las mismas que las ecuaciones (2.19). La Tabla 2.6 representa el formato de datos del transformador, los cuales son incluidos en la estructura *Line*. La relación k_T del voltaje primario y secundario permite distinguir entre las líneas de transmisión y transformadores, ya que las líneas de transmisión se encuentran en la misma estructura, por lo tanto, si $k_T = 0$, PSAT tomará el componente como una línea, si $k_T \neq 0$, el componente es tomado como un transformador. Cuando $k_T \neq 0$, la longitud de la línea ℓ no se toma en consideración, incluso si $\ell = 0$. La relación a del tap fija y la relación ϕ del desfaseamiento son parámetros opcionales [25].

Tabla 2.6. Formato de Datos para el Transformador (*Line.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	k	Del Bus	entero
2	m	Al Bus	entero
3	S_n	Potencia Nominal	MVA
4	V_n	Voltaje Nominal	kV
5	f_n	Frecuencia Nominal	Hz
6	-	No usar	-
7	k_T	Relación de Voltaje Primario y Secundario	kV/kV
8	r	Resistencia	p.u.
9	x	Reactancia	p.u.
10	-	No usar	-
11	a	Relación de Tap Fijo	p.u./ p.u.
12	ϕ	Desfasamiento	grados
13	I_{max}	Límite de Corriente	p.u.
14	P_{max}	Límite de Potencia Activa	p.u.
15	S_{max}	Límite de Potencia Aparente	p.u.
16	u	Estado de Conexión	{0,1}

2.2.5 Modelo de Carga

Las cargas en los nodos PQ son modeladas como potencias activa y reactiva:

$$P = -P_L \quad (2.22)$$

$$Q = -Q_L$$

siempre y cuando los voltajes estén dentro de los límites especificados. Si un voltaje es violado, las cargas PQ son convertidas en impedancias constantes de la forma siguiente:

$$P = -PV^2/V_{lim}^2 \quad (2.23)$$

$$Q = -QV^2/V_{lim}^2$$

donde V_{lim} es V_{max} ó V_{min} dependiendo del caso. Por defecto, los límites de voltaje máximo y mínimo se asumen como 1.2 y 0.8 p.u. respectivamente. En la Tabla 2.8 se

presenta el formato para las cargas PQ. Si $z = 0$, el control del límite de voltaje es desactivado. Se pueden definir múltiples cargas en cada bus. Sin embargo, durante la etapa de inicialización del estudio de flujos de potencia, PSAT define estas cargas como una única carga PQ por bus, donde las cargas inactivas son descartadas.

Las cargas también pueden ser convertidas a impedancias constantes después de la solución del flujo de potencia. Si la opción para cambiar las potencias de las cargas constantes a impedancias constantes es habilitada, las cargas son forzadas a cambiar a admitancias constantes de la manera siguiente:

$$P_0 = -P_L^2/V_0^2 \quad (2.24)$$

$$Q_0 = -Q_L^2/V_0^2$$

donde V_0 es el valor del voltaje obtenido con la solución del flujo de potencia, P_L y Q_L la potencia activa y reactiva de las cargas respectivamente.

Tabla 2.7. Formato de Datos para Cargas (*PQ.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	Del Bus	entero
2	S_n	Potencia Nominal	MVA
3	V_n	Voltaje Nominal	kV
4	P_L	Potencia Activa	p.u.
5	Q_L	Potencia Reactiva	p.u.
6	V_{max}	Voltaje Máximo	p.u.
7	V_{min}	Voltaje Mínimo	p.u.
8	z	Límite de Potencia Aparente	{0,1}
9	u	Estado de Conexión	{0,1}

2.2.6 Modelo del Regulador Automático de Voltaje

Los reguladores de voltaje (AVRs, por sus siglas en inglés) definen la regulación de voltaje primario de las máquinas síncronas. Varios modelos de AVR han sido propuestos y puestos en práctica. PSAT permite definir tres simples tipos de AVRs diferentes. El AVR tipo I es un regulador italiano estándar (ENEL), mientras el AVR tipo II es el modelo estándar del

IEEE. El AVR tipo III es el modelo más simple de AVR, el cual puede ser usado para evaluaciones de estabilidad aproximadas [25].

Los voltajes de referencia v_{ref} son inicializados después de realizar el estudio de flujos de potencia. Los límites son revisados en el paso de inicialización. En caso de sobrepasar el límite, un mensaje de error es desplegado mencionando que las variables de estado del AVR no han sido inicializadas correctamente.

Cada modelo de AVR tiene dos ecuaciones algebraicas de la forma siguiente:

$$0 = v_f - v_f^{syn} \quad (2.25)$$

$$0 = v_{ref0} - v_{ref} \quad (2.26)$$

donde (2.25) representa el enlace entre el AVR y las máquinas síncronas, siendo v_f^{syn} la variable algebraica que define el voltaje de campo de la máquina síncrona. La ecuación (2.26) define el voltaje de referencia del AVR.

En las simulaciones realizadas para el desarrollo de este proyecto de Tesis se utilizó el AVR tipo II, el cual es representado esquemáticamente en la Figura 2.7 y matemáticamente mediante las ecuaciones siguientes:

$$\dot{v}_m = (V - v_m)/T_r \quad (2.27)$$

$$\dot{v}_{r1} = \left(k_a \left(v_{ref} - v_m - v_{r2} - \frac{k_f}{T_f} v_f \right) - v_{r1} \right) / T_a$$

$$v_r = \begin{cases} v_{r1} & \text{si } v_{r \min} \leq v_{r1} \leq v_{r \max} \\ v_{r \max} & \text{si } v_{r1} > v_{r \max} \\ v_{r \min} & \text{si } v_{r1} < v_{r \min} \end{cases}$$

$$\dot{v}_{r2} = - \left(\frac{k_f}{T_f} v_f + v_{r2} \right) / T_f$$

$$\dot{v}_f = - (v_f (S_e(v_f)) - v_r) / T_e$$

donde:

$T_r \rightarrow$ Constante de Tiempo Medido

$T_f \rightarrow$ Constante de Tiempo Estabilizador

$T_a \rightarrow$ Constante de Tiempo Amplificador

$K_a \rightarrow$ Ganancia del Amplificador

$K_f \rightarrow$ Constante del Estabilizador

$T_e \rightarrow$ Constante de Tiempo Circuito de Campo

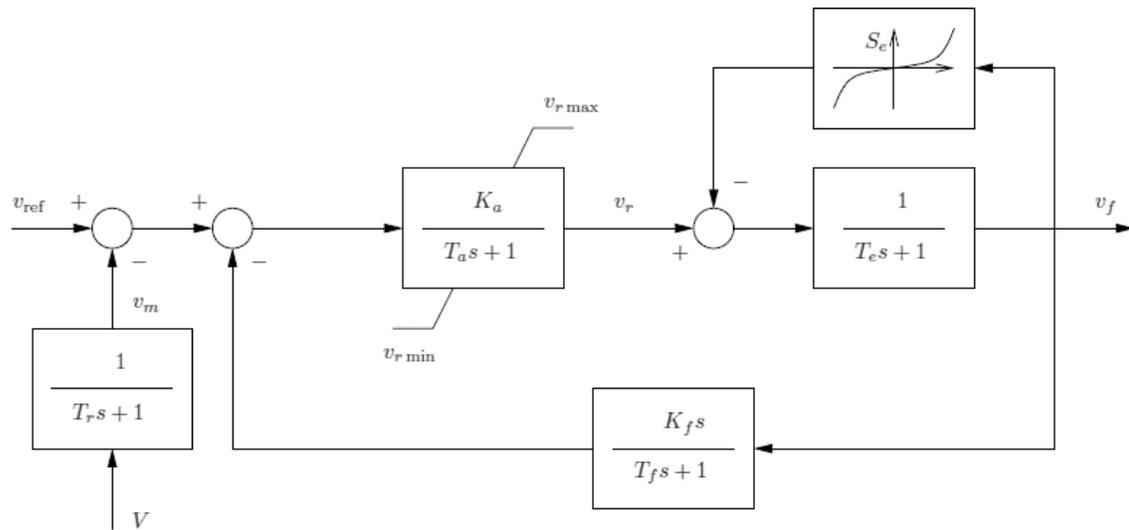


Figura 2.6. Diagrama de Bloques del AVR tipo II [25].

donde la función ceiling es $S_e(v_f) = A_e(e^{B_e|v_f|} - 1)$. El bloque de amplificación está sujeto a un límite anti-windup. El formato de datos para este tipo de AVR se representa en la Tabla 2.9 [25].

Tabla 2.8. Formato de Datos para AVR tipo II (*Exc.con*) [25].

Columna	Variable	Descripción	Unidad
1	-	Número de Generador	entero
2	2	Tipo de Excitador	entero
3	$V_{r\ max}$	Regulación de Voltaje Máximo	p.u.
4	$V_{r\ min}$	Regulación de Voltaje Mínimo	p.u.
5	k_a	Ganancia del Amplificador	p.u. / p.u.
6	T_a	Constante de Tiempo del Amplificador	s
7	K_f	Ganancia del Estabilizador	p.u. / p.u.
8	T_f	Constante de Tiempo del Estabilizador	s
9	-	No usar	-
10	T_e	Constante de Tiempo del Circuito de Campo	s
11	T_r	Constante de Tiempo Medido	s
12	A_e	1 ^{er} Coeficiente Ceiling	-
13	B_e	1 ^{do} Coeficiente Ceiling	-
14	u	Estado de Conexión	{0,1}

TEORÍA DE SENSIBILIDADES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

3.1. Análisis de Sensibilidades de Trayectorias

Un sistema de potencia puede ser analíticamente representado por un conjunto de ecuaciones diferencial-algebraico como se presenta en la ecuación 3.1, donde x es el vector de variables de estado dinámicas tales como ángulos de los rotores y velocidades de los generadores, voltaje interno en los generadores, voltajes de campo, etc., y es el vector de variables algebraicas asociadas a los voltajes nodales complejos y corrientes en el estator del generador. Adicionalmente β es un conjunto de parámetros del sistema invariantes en el tiempo. La dinámica de equipos, por ejemplo, generadores y controles son explícitamente modelados por un conjunto de ecuaciones diferenciales por medio de la función $f(\cdot)$. El conjunto de ecuaciones algebraicas $g(\cdot)$ representa las ecuaciones del flujo de potencia para cada nodo del sistema, y proporcionan las condiciones iniciales de los puntos de equilibrio [26].

$$\begin{aligned}
 \dot{x} &= f(x, y, \beta) & f: \mathfrak{R}^{n+m+p} &\rightarrow \mathfrak{R}^n \\
 0 &= g(x, y, \beta) & g: \mathfrak{R}^{n+m+p} &\rightarrow \mathfrak{R}^n \\
 x &\in X \subset \mathfrak{R}^n, \quad y \in Y \subset \mathfrak{R}^m, \quad \beta \in \beta \subset \mathfrak{R}^p
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

La dinámica no lineal ocasionada por una contingencia en la red de transmisión debe ser evaluada por medio de un estudio de estabilidad transitoria, el cual consiste en resolver el sistema de ecuaciones diferencial-algebraico (3.1) desde el instante de aplicación de la falla, t_f , hasta el tiempo de liberación de la misma, t_{cl} , y desde este último hasta el final del periodo de tiempo de estudio, t_{end} , $T = [t_f, t_{cl}] \cup (t_{cl}, t_{end}]$. Las trayectorias de estado asociadas a este comportamiento dinámico varían con los cambios en los parámetros del

sistema o de las condiciones iniciales de las variables. Sin embargo, la inspección visual de estas trayectorias solo proporciona información acerca de la estabilidad del sistema, pero no es suficiente para determinar la influencia de los parámetros del sistema en dicha dinámica. En este proyecto de tesis se utiliza la teoría de sensibilidades de trayectorias dinámicas para determinar el impacto de los parámetros del sistema en la dinámica de los sistemas de potencia [26].

El desarrollo teórico para la obtención de las ecuaciones analíticas de las trayectorias de sensibilidades ha sido reportado para sistemas de ecuaciones diferenciales ordinarias (EDOs) y sistemas de ecuaciones diferenciales algebraicas (EDAs) [27] [28]. Las trayectorias de sensibilidades con respecto a los parámetros del sistema pueden ser analíticamente encontradas para el estado de post-falla, $t \in (t_{cl}, t_{end}]$, perturbando β a partir de su valor nominal β_0 y considerando que $f(x, y, \beta)$ y $g(x, y, \beta)$ son funciones de clase C^1 , lo que significa que las derivadas parciales de primer orden referentes a x, y y β existen y son continuas desde el tiempo de liberación de la falla, t_{cl} , hasta el fin del tiempo de estudio, t_{end} , para toda $(x, y, \beta) \in (t_{cl}, t_{end}] \times \mathfrak{R}^{n \times m \times p}$ y condiciones iniciales $x(t_{cl}) = x_{cl}$, $y(t_{cl}) = y_{cl}$.

3.2 Teoría de Sensibilidades de Trayectorias para Modelos de EDA

3.2.1 Formulación Analítica

Sea β_0 los valores nominales de β y asumiendo que el conjunto de ecuaciones diferencial-algebraico $\dot{x} = f(x, y, \beta)$ y $0 = g(x, y, \beta)$ tiene una solución de trayectoria nominal única $x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)$ y $y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)$ sobre $t \in (t_{cl}, t_{end}]$, para toda β suficientemente cerca de β_0 , el conjunto de EDAs (3.1) tiene una solución de trayectoria perturbada única $x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta)$ y $y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta)$ sobre $t \in (t_{cl}, t_{end}]$ que es cercana a la solución de la trayectoria nominal. Esta solución perturbada viene dada por [28]:

$$x(\cdot) = x_{cl} + \int_{t_{cl}}^{t_{end}} f(x(\cdot), y(\cdot), \beta) \quad (3.2)$$

$$0 = g(x(\cdot), y(\cdot), \beta) \quad (3.3)$$

Las sensibilidades de los vectores de estado dinámico y algebraico con respecto a un parámetro del sistema seleccionado son definidas como $x_\beta = \frac{\partial x(\cdot)}{\partial \beta}$ y $y_\beta = \frac{\partial y(\cdot)}{\partial \beta}$,

en el tiempo t a lo largo de la trayectoria y son obtenidas de la derivada parcial de las ecuaciones (3.2) y (3.3) con respecto a β :

$$\frac{\partial x(\cdot)}{\partial \beta} = \int_{t_{cl}}^{t_{end}} \left(\frac{\partial f(\cdot)}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \beta} + \frac{\partial f(\cdot)}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial \beta} + \frac{\partial f(\cdot)}{\partial \beta} \right) ds \quad (3.4)$$

$$0 = \frac{\partial g(\cdot)}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial \beta} \quad (3.5)$$

Finalmente, la evolución de las sensibilidades a lo largo de la trayectoria es obtenida diferenciando las ecuaciones (3.4) y (3.5) con respecto a t :

$$\begin{aligned} \dot{x}_\beta &= \frac{\partial g(\cdot)}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial \beta} \\ &\equiv f_x x_\beta + f_y y_\beta + f_\beta \quad x_\beta(t_{cl}) = 0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

y

$$\begin{aligned} 0 &= \frac{\partial g(\cdot)}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial \beta} + \frac{\partial g(\cdot)}{\partial \beta} \\ &\equiv g_x x_\beta + g_y y_\beta + g_\beta \quad y_\beta(t_{cl}) = 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

donde $f_x, f_y, f_\beta, g_x, g_y$ y g_β , son matrices variantes en el tiempo, calculadas a lo largo de las trayectorias del sistema.

3.2.2 Formulación Numérica

Si se considera una perturbación muy pequeña $\Delta\beta$ del parámetro nominal β_0 tal como $\beta = \beta_0 + \Delta\beta$, las sensibilidades x_B y y_B pueden ser calculadas de una manera simple, asumiendo que la pendiente de la línea tangente a la solución de la trayectoria nominal $x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)$, $y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)$ a β_0 esta apropiadamente aproximada por la pendiente de la línea secante mediante $x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta)$, $y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta)$ [26]. Por lo tanto, la aproximación numérica de las sensibilidades está dada como:

$$x_\beta = \frac{\partial x(\cdot)}{\partial \beta} \approx \frac{\Delta x(\cdot)}{\Delta \beta} \equiv \frac{x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta) - x(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)}{\beta - \beta_0} \quad (3.8)$$

$$y_{\beta} = \frac{\partial y(\cdot)}{\partial \beta} \approx \frac{\Delta y(\cdot)}{\Delta \beta} \equiv \frac{y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta) - y(t, x_{cl}, y_{cl}, \beta_0)}{\beta - \beta_0} \quad (3.9)$$

Esta formulación es mucho más fácil de implementar que la formulación analítica, debido a que se evita realizar un gran esfuerzo de programación para desarrollar un código digital, ya que las sensibilidades son calculadas para un tiempo dado $t \in (t_{cl}, t_{end}]$ substrayendo las soluciones de trayectorias perturbadas y nominales obtenidas por medio de la ecuación (3.1) y luego dividiendo sobre la variación del parámetro de sensibilidad seleccionado $\Delta\beta$. Sin embargo, este método numérico implica mayor esfuerzo de cómputo que el cálculo de sensibilidades por medio de la formulación analítica debido a que se requieren calcular dos trayectorias [26]. El esfuerzo computacional se eleva tanto como el número de parámetros de sensibilidad que se desean analizar.

3.2.3. Cálculo de Sensibilidades para Múltiples Parámetros

Para un escenario de falla dado en un sistema de potencia, las sensibilidades con respecto a N_p parámetros pueden ser calculadas todas a la vez. Si estas sensibilidades son calculadas basadas sobre la formulación numérica descrita en la Sección 3.2.2, es necesario llevar a cabo $N_p + 1$ simulaciones de estabilidad transitoria para encontrar las soluciones de trayectorias perturbadas y nominal. Adicionalmente, se tienen que realizar $N_p + 1$ simulaciones diferentes de estabilidad transitoria para cada escenario de contingencia considerado en el estudio, lo que resulta en un esfuerzo computacional prohibitivo [26].

Por otro lado, la ecuación. (3.10) tiene que ser resuelta N_p veces para todo el periodo de integración de post-falla para calcular todas las sensibilidades en cada escenario de falla. Sin embargo, el esfuerzo computacional de esta solución es significativamente reducido debido a que la matriz Jacobiana J está ya factorizada en la formulación y es la misma en todos los casos. Por lo que solo es necesario llevar a cabo N_p substituciones hacia adelante y hacia atrás en cada paso de integración para calcular todas las sensibilidades. Basado en esta observación, el enfoque de la solución descrita en [26] se extiende para calcular trayectorias de sensibilidades de parámetros múltiples asociadas con N_p parámetros de sensibilidad del sistema, como se define en la ecuación (3.10), la cual es resuelta N_p veces para el cálculo de $x_{\beta_i}^{k+1}$ y $y_{\beta_i}^{k+1} \forall i=1, \dots, N_p$.

$$J[S_{\beta_1} \ S_{\beta_2} \ \dots \ S_{\beta_{N_p}}] = [B_{\beta_1} \ B_{\beta_2} \ \dots \ B_{\beta_{N_p}}] \quad (3.10)$$

3.2.4 Cuantificación de Sensibilidad

Basándose en la observación de que cuando el sistema se acerca a su límite de estabilidad las trayectorias de sensibilidades tienden al infinito [16], es posible asociar información de sensibilidad con el nivel de estabilidad del sistema para un parámetro particular. Un índice de proximidad a la inestabilidad es determinado basado en la norma de sensibilidad para n_g máquinas del sistema y está dado por [29]:

$$SN_i(t) = \sqrt{\sum_{k=1}^{n_g} \left(\left(\frac{\partial \delta_k(t)}{\partial \beta_i} - \frac{\partial \delta_j(t)}{\partial \beta_i} \right)^2 + \left(\frac{\partial \omega_k(t)}{\partial \beta_i} \right)^2 \right)} \quad \forall i = 1, \dots, N_p \quad (3.11)$$

donde j denota la máquina de referencia, k el número de máquinas y β_i representa el i -ésimo parámetro de sensibilidad del SEP.

El crecimiento en los valores máximos de la trayectoria de sensibilidades indica un problema de estabilidad subyacente e idealmente $SN_i(t)$ debe ser infinito en el punto de inestabilidad del sistema. Teniendo esto en cuenta, el índice de proximidad a la inestabilidad se define como el inverso de $SN_i(t)$, $\eta_i = 1/\max|SN_i(t)|$, el cual se acercará a cero a medida que el sistema se mueve hacia la inestabilidad [26], [29]. Estas normas de sensibilidad fueron utilizadas para la delimitación de análisis, lo cual permite enfocarse a las variables y los componentes asociados del sistema que más influyen a la estabilidad del mismo, para así poder realizar ajustes a sus parámetros con la finalidad de incrementar el tiempo crítico, t_{cr} , mejorando la estabilidad y la seguridad de los SEPs.

3.3 Metodología del Cálculo Numérico de Sensibilidades de Trayectorias en PSAT

EL método empleado para la obtención de las sensibilidades de trayectorias se basa en el cálculo de las ecuaciones (3.8) y (3.9) presentadas en la sección 3.2.2. El primer paso consiste en aplicar un escenario de falla en una de las líneas de transmisión o en alguno de los buses del sistema. Para esto son introducidos los tiempos de aplicación y liberación de la falla, así como el tiempo de simulación del comportamiento transitorio del sistema. Después, se realiza un estudio de flujos de potencia para obtener los valores iniciales de los fasores de voltaje en los buses con generación. Con estos fasores se calculan las condiciones iniciales de las variables de estado de las máquinas síncronas del sistema. Una

vez que se calculan todas las condiciones iniciales se realiza la simulación dinámica no-lineal del proceso transitorio del sistema, el cual se genera debido a la ocurrencia de la contingencia aplicada. En esta simulación se consideran como valores nominales β_0 a los parámetros del sistema y se definen las trayectorias como trayectorias nominales. Al final de esta simulación las trayectorias dinámicas nominales de las variables de estado del sistema son extraídas y almacenadas en un archivo *.m* de Matlab®. Una vez hecho lo anterior, se procede a realizar la misma simulación dinámica no-lineal del proceso transitorio, utilizando el mismo escenario de falla, pero introduciendo una pequeña variación o perturbación a alguno de los parámetros nominales del sistema β_0 para obtener el nuevo vector de parámetros perturbado β . El parámetro por perturbar es seleccionado acorde a la operación futura a realizar en el SEP, como lo es un incremento de carga, alguna inserción de una línea de transmisión, etc. Las nuevas trayectorias de esta nueva simulación se definen como trayectorias perturbadas, las cuales también son almacenadas en otro archivo *.m*. Finalmente, con las trayectorias nominales y perturbadas se calculan por medio de las ecuaciones (3.8) y (3.9) y se grafican sus resultados a través del tiempo. En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo de la metodología numérica utilizada donde cabe mencionar que solo es perturbado un solo parámetro.

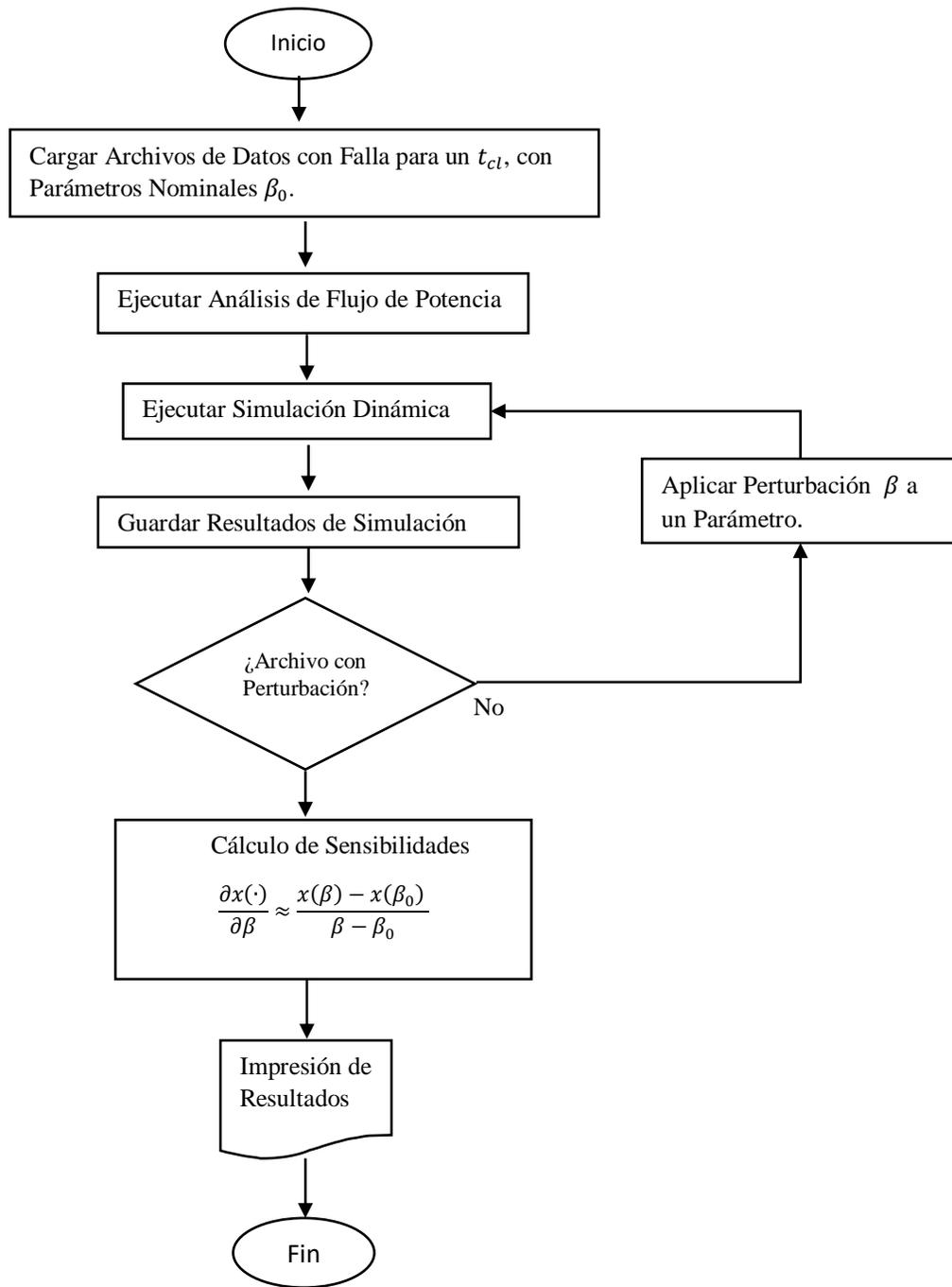


Figura 3.1. Diagrama de Flujo del Cálculo Numérico de Sensibilidades de Trayectorias en PSAT.

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SEPS

4.1. Analisis de Sensibilidades en el Sistema de 9 Nodos, 3 Máquinas WSCC del IEEE

Las primeras pruebas de las trayectorias de sensibilidades en el entorno del toolbox PSAT de Matlab® fueron realizadas utilizando el sistema de la Figura 4.1 [24][25], el cual esta descrito en el Apéndice A.

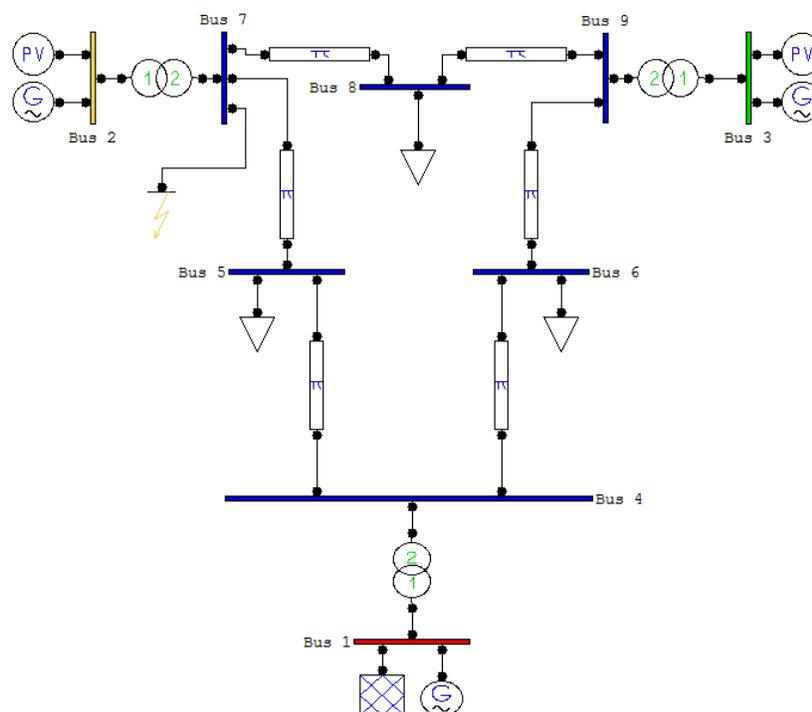


Figura 4.1. Sistema 9 Nodos, 3 Máquinas WSCC [24][25].

En dicho sistema se presenta una falla trifásica en el bus 7 con un tiempo de duración determinado en la Tabla 4.1, así como el instante de tiempo en el que ocurre la falla. Cabe destacar que el modelo utilizado para los generadores sincros es el tipo II, descrito en las tablas (2.1) y (2.2).

Debido a que el modelo del generador seleccionado no cuenta con ecuaciones de amortiguamiento, se agregaron constantes de amortiguamiento las cuales se encuentran en la Tabla 4.1, ya que para fines de análisis de sensibilidades son necesarias para que el sistema llegue a un nuevo punto de estabilidad y que este se mantenga constante a través del tiempo.

Tabla 4.1. Parámetros de Simulación del Sistema para Valores Nominales.

t_f	t_{cl}	$\Delta\beta$	D_1	D_2	D_3
0.5 s	0.083 s	0	30.01254	30.0068	30.0048

Donde:

$t_f \rightarrow$ Tiempo en que ocurre la falla

$t_{cl} \rightarrow$ Tiempo de liberación de la falla

$\Delta\beta \rightarrow$ Diferencia de la perturbación

$D_i \rightarrow$ Constante de amortiguamiento

En la Figura 4.2 se ilustra la estabilidad que tiene el sistema a valores nominales al graficar los valores angulares de las máquinas 2 y 3 respecto a la máquina 1, donde se aprecia que el sistema empieza a oscilar cuando ocurre la falla en 0.5 s soportando la primera oscilación en 0.7 s, lo cual indica que el sistema es estable para este escenario de falla.

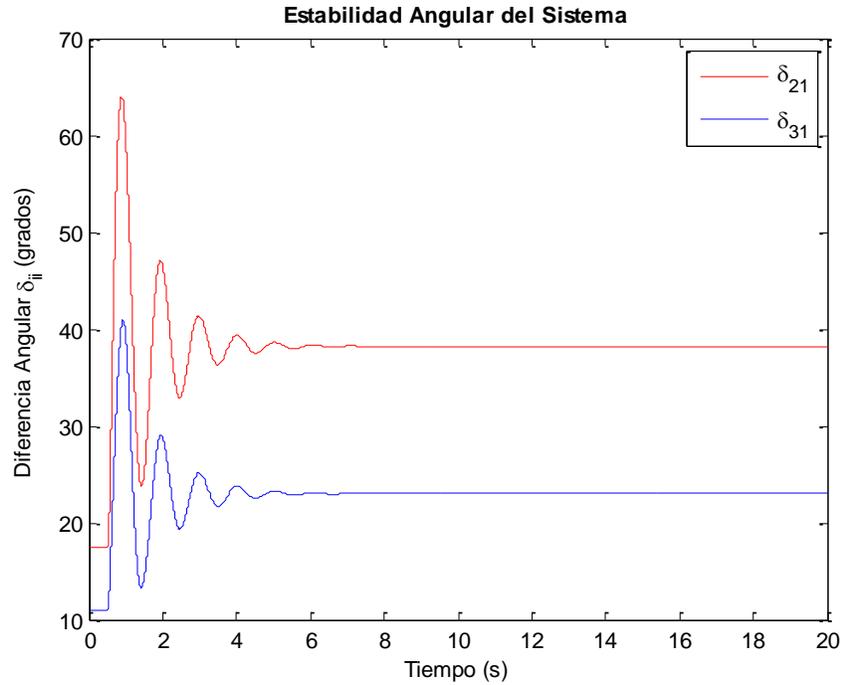


Figura 4.2. Estabilidad Angular con Parámetros Nominales.

Siguiendo la metodología descrita en la Sección 3.3 para la obtención de las trayectorias de sensibilidades se realizó la misma simulación, pero con la perturbación de la inercia de la máquina 2 (H_2) en su magnitud, como se muestra en la Tabla 4.2. En la Figura 4.3 se ilustra el resultado obtenido para dicha simulación.

Tabla 4.2. Parámetros de Simulación del Sistema con Perturbación de H_2 .

t_f	t_{cl}	$\Delta\beta$	D_1	D_2	D_3
0.5 s	0.083 s	$1e^{-12}$	30.01254	30.0068	30.0048

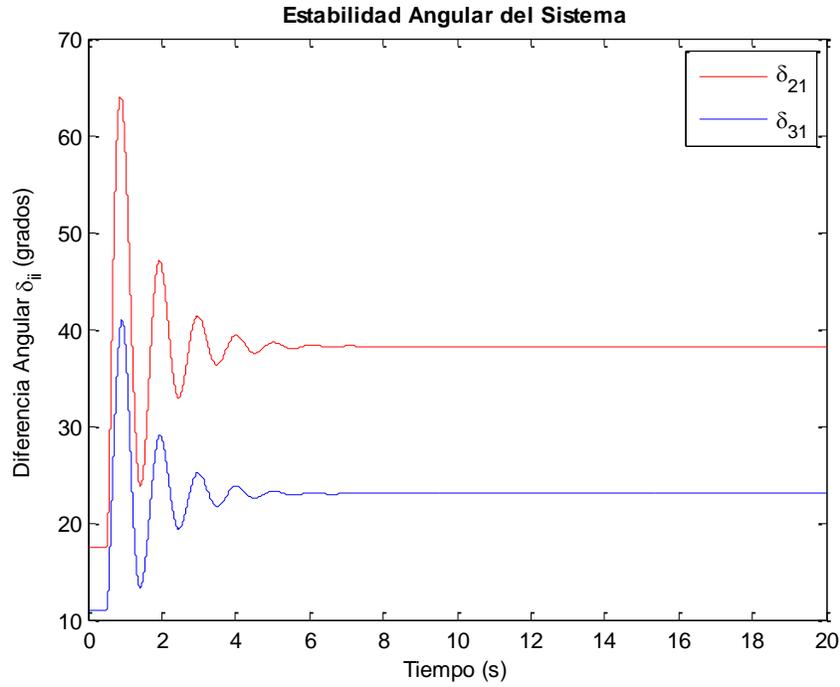


Figura 4.3. Estabilidad Angular con Perturbación de H_2 .

Una vez que se tienen estas dos simulaciones se calculan las trayectorias de sensibilidades obteniendo el gráfico de la Figura 4.4.

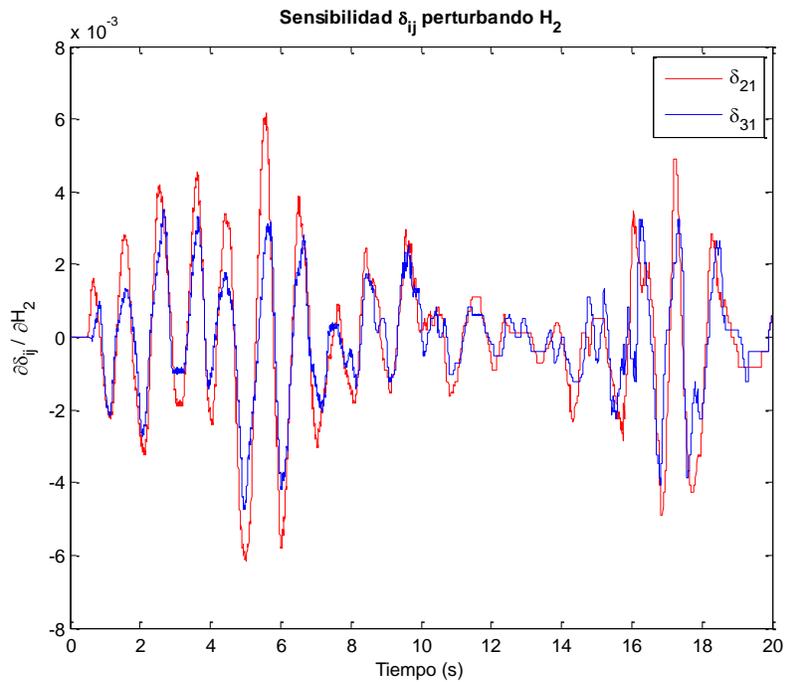


Figura 4.4. Sensibilidades con Perturbación $\beta = 1e^{-12}$ de la Inercia de la Máquina 2.

Al realizar el gráfico anterior se pretende mostrar el impacto que se tiene en las trayectorias de sensibilidades al perturbar parámetros de interés, por lo cual buscamos un valor de perturbación β adecuado para obtener gráficos que permitan analizar las sensibilidades, la cual no obtenemos en la Figura 4.4 al seguir presentando variaciones después de 10s, a pesar de haber llegado a la estabilidad en la simulación del sistema a valores nominales y con el sistema perturbado como se observó en la Figura 4.2 y 4.3. Por tanto, se aumentó el valor de la perturbación del parámetro de sensibilidad seleccionado a un valor de $1e^{-9}$, y se obtuvieron las trayectorias de sensibilidades como se observa en la Figura 4.5.

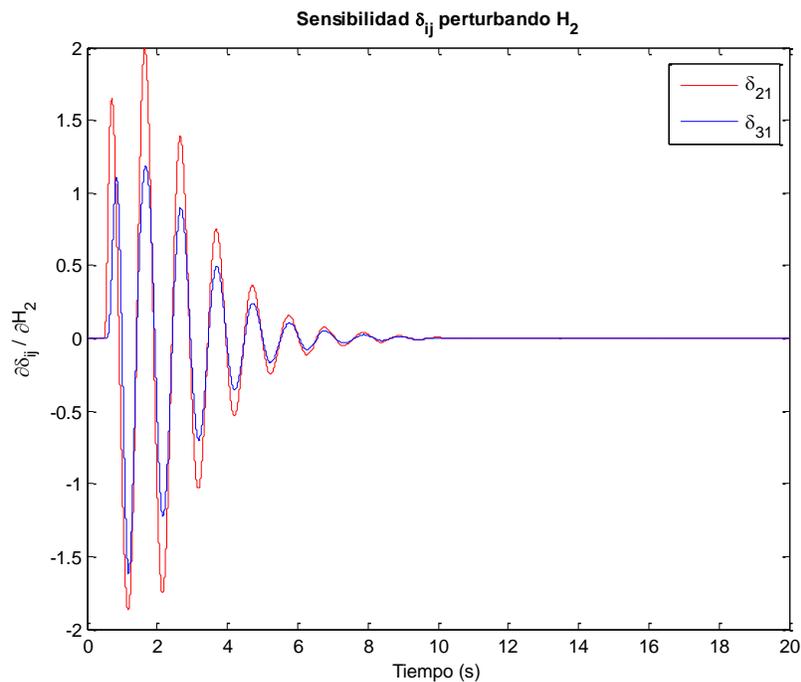


Figura 4.5

Figura 4.5. Sensibilidades con Perturbación $\beta = 1e^{-9}$ de la Inercia de la Máquina 2.

Se puede observar de la figura que las trayectorias de sensibilidades mejoraron notablemente al ya no presentar las variaciones mencionadas anteriormente. Una vez que se obtuvo el resultado anterior se procedió a obtener trayectorias de sensibilidades con respecto a otros parámetros del sistema como lo son la reactancia de la línea (X_{L7-5}) interconectada entre el bus 7 y 5, la carga P_{Load_B5} y Q_{Load_B5} del bus 5, obteniendo los resultados mostrados en las Figuras (4.6), (4.7) y (4.8), respectivamente.

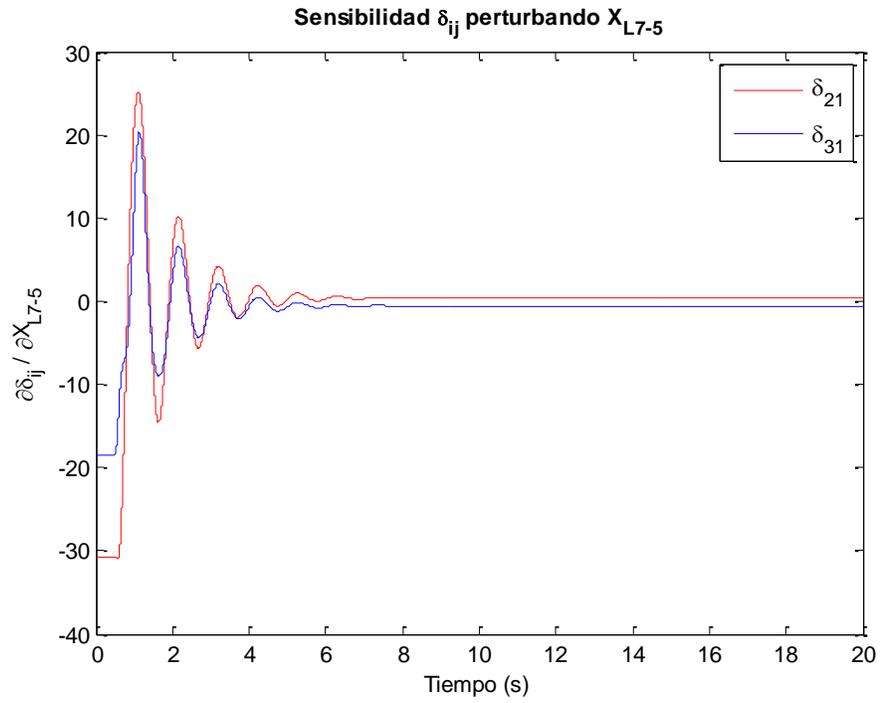


Figura 4.6. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e^{-9}$ en X_{L7-5} .

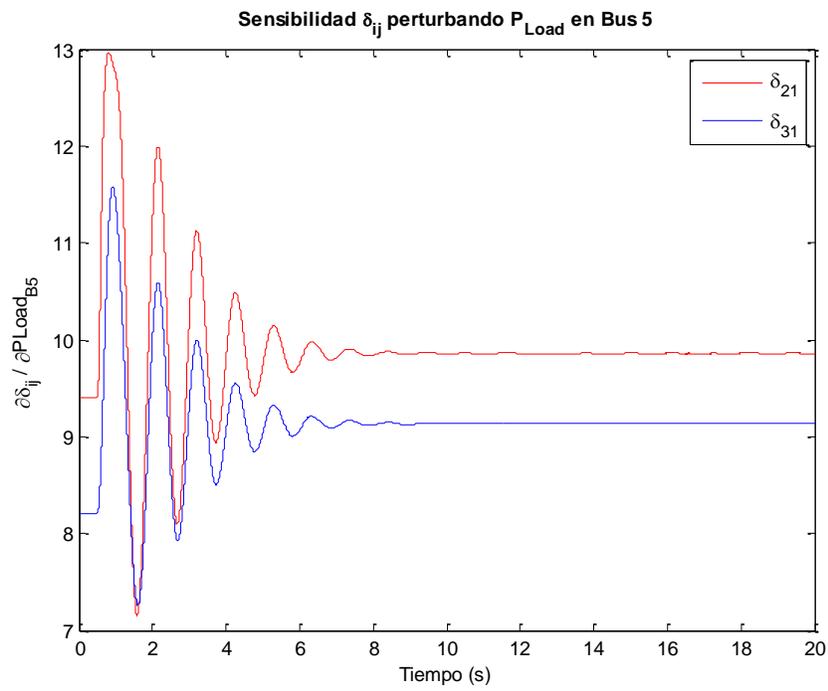


Figura 4.7. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e^{-9}$ en P_{Load} conectada al Bus 5.

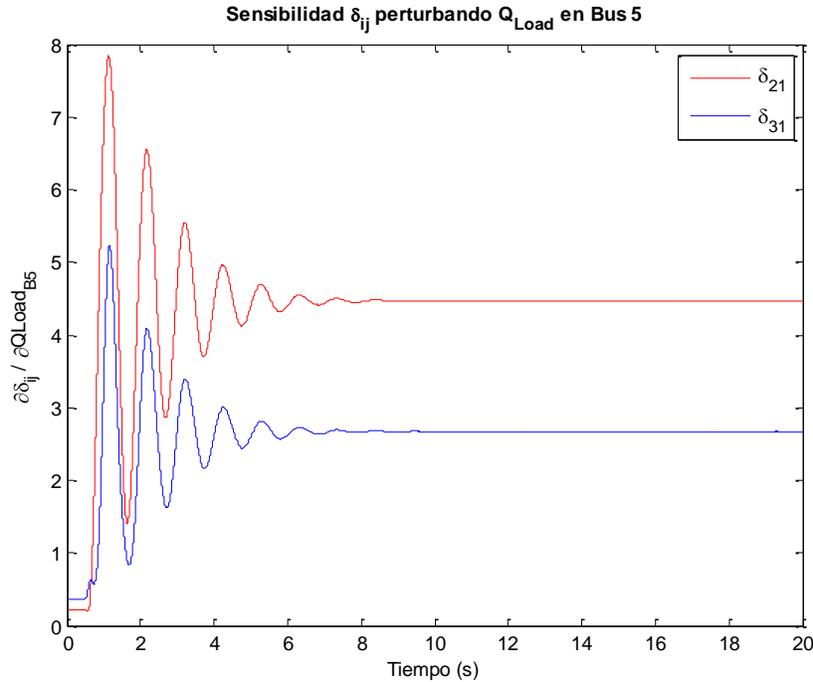


Figura 4.8. Sensibilidades con Perturbación de $\beta = 1e^{-9}$ en Q_{Load} conectada al Bus 5.

Analizando los tres gráficos anteriores nos podemos dar cuenta que de los parámetros perturbados el de mayor sensibilidad es la reactancia X_{L7-5} , lo cual indica que es el parámetro que tiene mayor influencia de los tres en la dinámica del sistema al ser alterado o modificado por alguna circunstancia.

Conclusión

El uso de las trayectorias de sensibilidades numéricas es una metodología general que puede ser aplicada a cualquier sistema de potencia. Tiene la ventaja sobre otras técnicas de análisis de estabilidad transitoria que no es necesario realizar la programación de las ecuaciones analíticas del sistema, más sin embargo es más tardado en tiempo computacional, ya que es necesario realizar más de una simulación para poder realizar el análisis de estabilidad transitoria respecto a los parámetros perturbados. Los resultados que se obtienen en este caso de estudio muestran que hay ciertas limitantes o consideraciones para aplicar la teoría de sensibilidades como lo es la magnitud de la perturbación β a utilizar, dado que no fue posible aplicarla para perturbaciones menores a $\beta = e^{-9}$.

4.2 Interacción de Parámetros en el Sistema de 39 nodos del IEEE

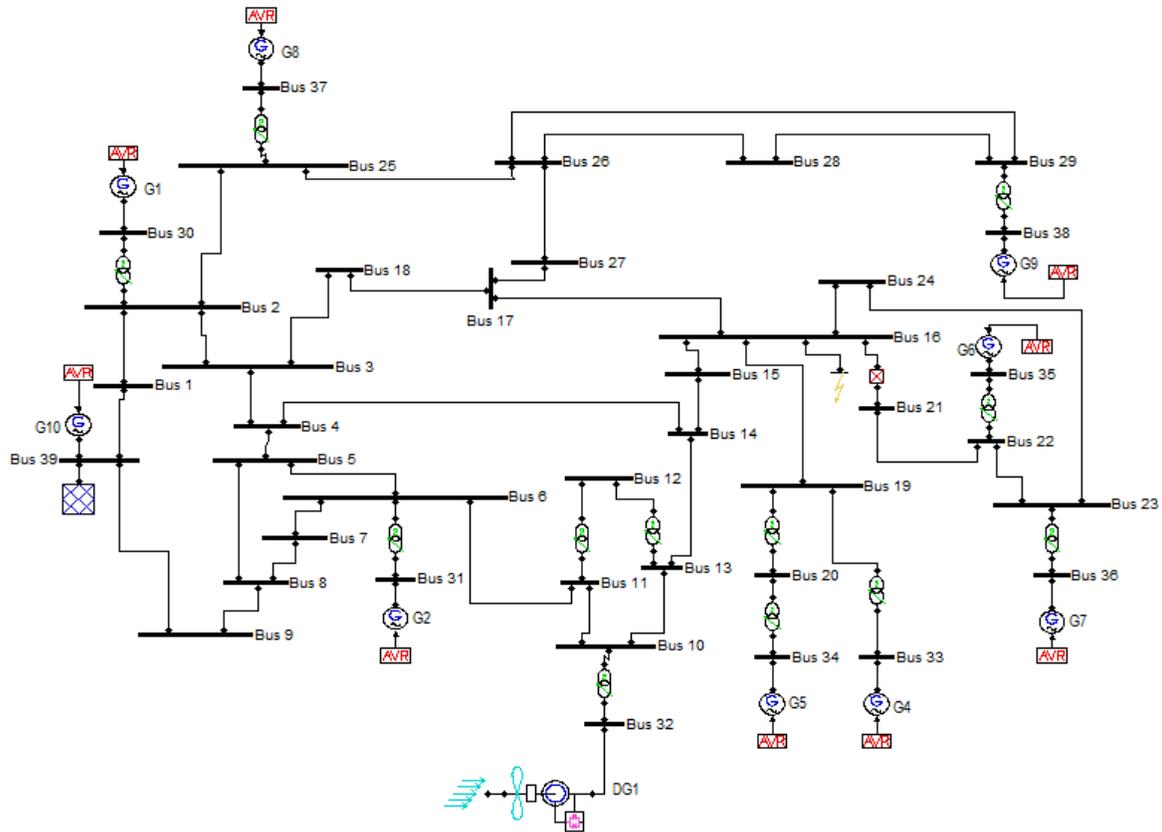


Figura 4.9. Sistema 39 nodos, con Aerogenerador *DFIG* en el bus 32 [26].

El sistema de 39 nodos del IEEE [26] descrito en el Apéndice B fue modificado para integrar una planta de generación eólica y evaluar su impacto en la estabilidad transitoria del sistema. El generador síncrono conectado al nodo 32 es reemplazado por un aerogenerador basado en el modelo del generador de inducción doblemente alimentado (*DFIG*, por sus siglas en Inglés) de PSAT, como se muestra en la Figura 4.9. Este aerogenerador de 650 MW es conectado a la red con la misma cantidad de inyección de potencia que el generador síncrono por el que fue intercambiado, la cual representa un 10% de nivel de penetración de energía eólica con respecto al total de generación que se está inyectando al sistema.

El experimento consiste en calcular las sensibilidades de trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema con respecto a la variación simultánea de las inyecciones potencia del aerogenerador y los generadores síncronos del sistema. En este estudio las sensibilidades de trayectorias se interpretan como un indicador de cómo impacta la interacción de las inyecciones de potencia del aerogenerador y cada uno de los

generadores síncronos en la estabilidad transitoria del sistema. Para esto se analizan las sensibilidades de las trayectorias dinámicas calculadas ante diferentes niveles de penetración de la generación eólica.

Con respecto al cálculo de las sensibilidades de trayectorias se aplica una falla trifásica sólida a tierra en el nodo 16 del sistema en un tiempo de 0.5 s de simulación, la cual es mantenida durante un periodo de tiempo de $t_{cl} = 0.06$ s, y siendo liberada en el tiempo de 0.56 s mediante la desconexión de la línea de transmisión conectada entre los nodos 16 y 21.

En la Figura 4.10 se presentan las trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema, relativas al ángulo de carga del generador síncrono G_{10} conectado al nodo 39 del sistema. En esta figura se observa que la máquina 6 (G_6) que se encuentra conectada al nodo 35 es la que presenta una mayor apertura angular en la primera oscilación ante el disturbio aplicado. Sin embargo, esta figura no proporciona mayor información que sirva para evaluar cómo interactúa el nivel de penetración de la energía eólica con los generadores síncronos del sistema y cómo estas interacciones impactan en la estabilidad transitoria del sistema.

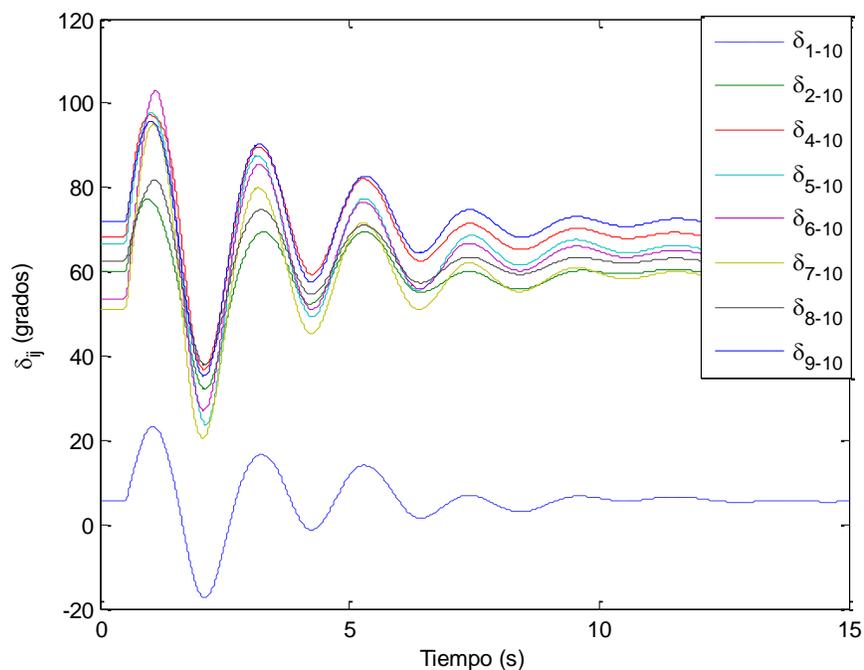


Figura 4.10. Diferencias Angulares de las Trayectorias Nominales, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06$ s.

Para obtener tal información y llevar a cabo el estudio propuesto se obtuvieron las sensibilidades de las trayectorias con respecto a la variación simultánea de las inyecciones de potencia del aerogenerador P_{DFIG1} y de cada uno de los generadores síncronos del sistema P_{Gi} a la vez.

Con las sensibilidades de trayectorias obtenidas se calcularon las normas de sensibilidad utilizando la Ecuación (3.11), las cuales se muestran en la Figura 4.11. En ésta se muestran las normas a través del tiempo, donde se puede observar que la norma SN8 es la más grande y presenta el mayor impacto en la estabilidad del sistema, i.e. indica que la interacción de la potencia del aerogenerador P_{DFIG1} y la potencia del generador síncrono P_{G9} tiene el mayor impacto en la estabilidad del sistema. También, se calcularon los índices de proximidad a la inestabilidad η_i mostrados en la Tabla 4.3, mediante los recíprocos de las normas, i.e. el índice más pequeño es proporcionado por la norma más grande. En este caso, también el índice correspondiente a la norma SN8 (marcado en rojo) indica que la interacción de P_{DFIG1} y P_{G9} tiene el mayor impacto en la estabilidad del sistema. Cabe destacar que todas las sensibilidades en este estudio se calcularon numéricamente, utilizando una perturbación de los parámetros de sensibilidad de $1e-9$.

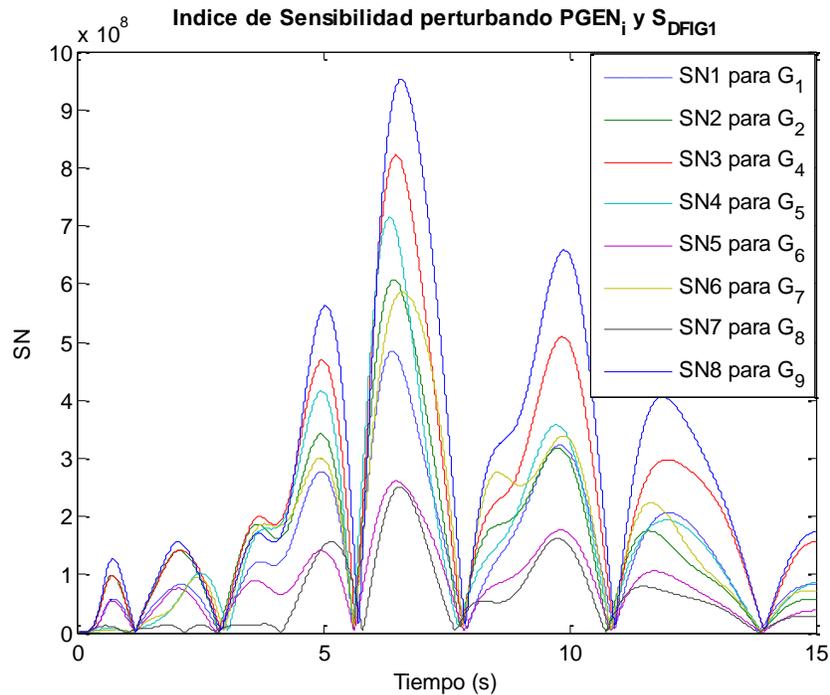


Figura 4.11. Normas de Sensibilidad Perturbando P_{DFIG1} y P_{Gi} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Tabla 4.3. Índices de proximidad a la Inestabilidad de las normas SN_i para las perturbaciones del Aerogenerador con Generadores Síncronos.

SN_1	$\eta_1 = 462.005e^{-15}$
SN_2	$\eta_2 = 402.169e^{-15}$
SN_3	$\eta_3 = 278.902e^{-15}$
SN_4	$\eta_4 = 386.675e^{-15}$
SN_5	$\eta_5 = 814.913e^{-15}$
SN_6	$\eta_6 = 385.659e^{-15}$
SN_7	$\eta_7 = 1.096e^{-12}$
SN_8	$\eta_8 = 229.25e^{-15}$

Una vez que se identificó cual generador síncrono en conjunto con el aerogenerador tiene un mayor impacto en la estabilidad transitoria del sistema a través de los índices de sensibilidad de las normas calculadas anteriormente, se analizan las sensibilidades que conforman dicha norma, con la finalidad de determinar que generador del sistema tuvo mayor contribución a la norma de sensibilidad SN_8 y por lo tanto cual fue el más afectado para la interacción al perturbar el aerogenerador con la maquina síncrona G_9 .

Las sensibilidades que conforman la norma SN_8 son mostradas en la Figura 4.12, éstas muestran que el mayor impacto de la interacción entre P_{DFIG1} y P_{G9} ocurre sobre el ángulo de carga del generador síncrono G_2 . Es interesante observar a través de las sensibilidades cómo, aunque existe una gran distancia eléctrica (en el sistema) entre el aerogenerador $DFIG_1$ y el generador síncrono G_9 , la interacción de sus inyecciones de potencia tiene el mayor impacto en el generador síncrono G_2 , por tal motivo nos enfocaremos a analizar la sensibilidad del ángulo de la máquina G_2 respecto a P_{DFIG1} y P_{G9} para mostrar cómo impacta su interacción en la estabilidad del sistema.

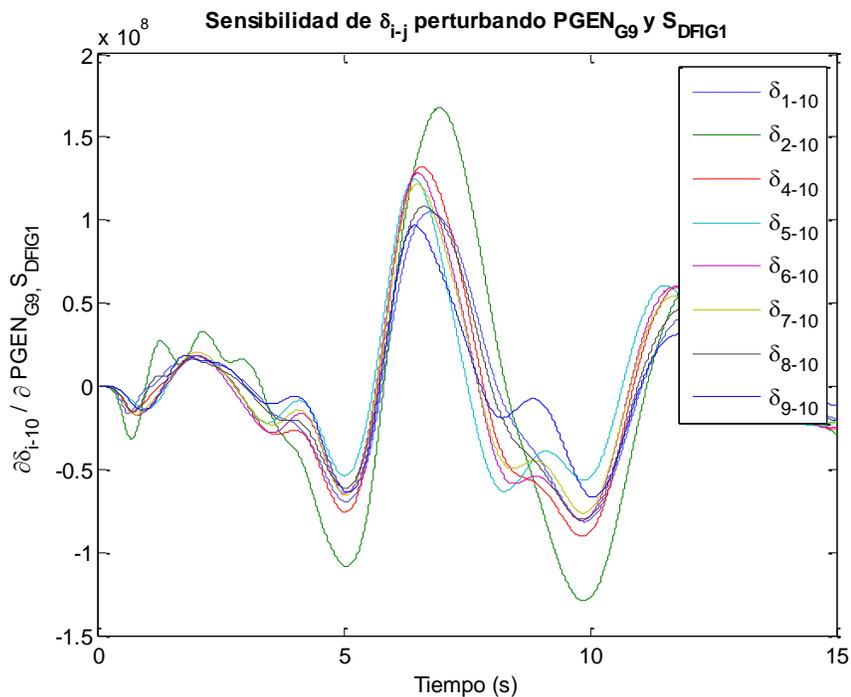


Figura 4.12. Sensibilidades de las Diferencias Angulares δ_{i-10} , respecto a P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Para mostrar la interacción de parámetros a través de las sensibilidades, los valores de los parámetros de sensibilidad P_{DFIG1} y P_{G9} fueron decrecidos e incrementados gradualmente hasta un 30% de manera alternada, es decir, se decreció gradualmente la diferencia entre los valores de ambos parámetros, como se muestra en la Tabla 4.4. El caso 1 es el caso base.

Tabla 4.4. Porcentajes de Variación de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} .

<i>Casos de Interacción</i>	%	$P_{GEN_{G9}}$ [MW]	$P_{GEN_{DFIG1}}$ [MW]	%	ΔP_G [MW]	t_{cr}
I_1	0%	830	650	0%	180	0.113 s
I_2	+10%	913	585	-10%	345	0.111 s
I_3	+20%	996	520	-20%	476	0.103 s
I_4	+30%	1079	455	-30%	624	-----
I_5	-10%	747	715	+10%	32	0.105 s
I_6	-20%	664	780	+20%	116	0.108 s
I_7	-30%	581	845	+30%	264	0.110 s

Cabe señalar que en el caso de la interacción I_4 tiene un tiempo crítico de liberación de la falla de $t_{cr} = 0.010 s$, el cual es menor al tiempo de liberación de falla utilizado para realizar todas las simulaciones anteriores $t_{cl} = 0.06$, por tanto, para este caso el sistema es inestable. Por tal motivo, los resultados del caso I_4 y el índice de sensibilidad SN_4 no son graficados en las Figuras 4.13, 4.14 y 4.15, respectivamente.

En la Figura 4.13, se aprecia el comportamiento de las trayectorias del ángulo relativo de la máquina G_2 ante los diferentes casos descritos en la Tabla 4.4. Así mismo, se observa un crecimiento en las oscilaciones conforme se incrementa la diferencia de los valores de los parámetros de sensibilidad (casos I_2 y I_3 , cuando se incrementa la inyección de potencia del generador síncrono P_{G9} y decrece la inyección de potencia del aerogenerador P_{DFIG1} , en comparación con el caso base I_1). Por otro lado, se observa que las oscilaciones decrecen conforme se incrementa gradualmente la deferencia de los valores de los parámetros de sensibilidad (casos I_5 , I_6 e I_7 , cuando decrece la inyección de potencia del generador síncrono P_{G9} y se incrementa la inyección de potencia del aerogenerador P_{DFIG1} , en comparación con el caso base I_1).

Es muy importante señalar que en este experimento ya conocemos que existe una interacción y los niveles de variación de los parámetros de sensibilidad, sin embargo, sin esa información no podríamos identificar cual interacción de parámetros impacta más la estabilidad transitoria del sistema y en cuál de los generadores síncronos se refleja más dicho impacto. En este sentido, la Figura 4.13 por sí sola sería de muy poca ayuda para el análisis de la interacción de parámetros de interés en la estabilidad transitoria del sistema.

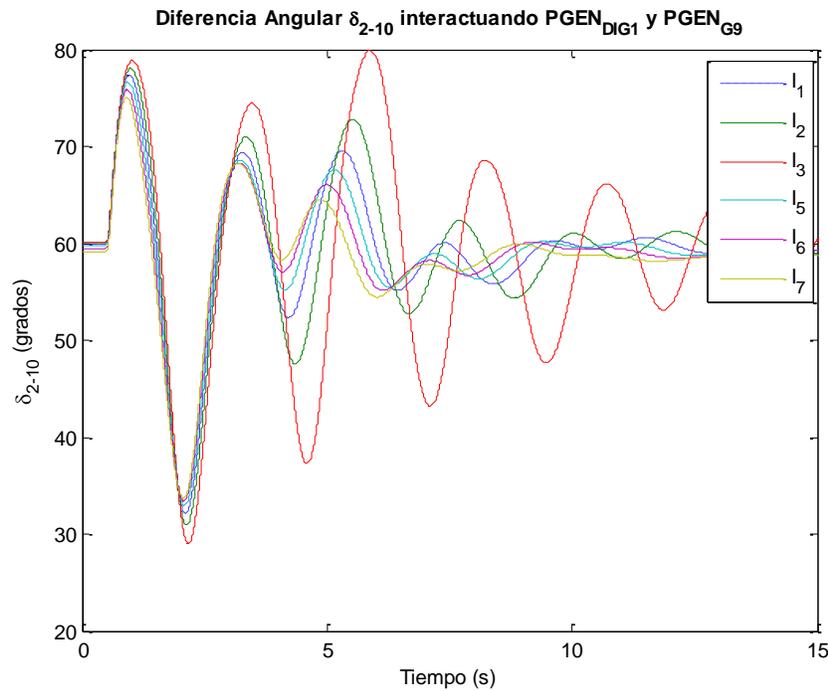


Figura 4.13. Diferencias Angulares de la Máquina G_2 con Respecto a la Máquina G_{10} para Diferentes Niveles de Interacción de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Por otro lado, en la Figura 4.14 se presentan las sensibilidades que tiene la máquina G_2 , para los diferentes porcentajes de interacción de los parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} mostrados en la Tabla 4.4. En la figura se observa cómo las oscilaciones de la sensibilidad del ángulo de carga del generador G_2 se incrementan cuando se incrementa la diferencia entre los parámetros (en los casos cuando decrece P_{DFIG1} y se incrementa P_{G9}), mientras que (cuando se incrementa P_{DFIG1} y decrece P_{G9}) se incrementan en menor proporción, presentando el mayor cambio en los casos I_3 y I_7 , respectivamente. Se puede observar claramente en la figura que la sensibilidad en los casos I_2 y I_3 oscila en contra de la correspondiente a los casos I_5 , I_6 y I_7 . Observando la correspondencia de todos los casos presentados en ambas figuras, 4.14 y 4.15, se puede determinar que en los casos I_2 y I_3 impacta mayormente la

interacción de los parámetros y, por tanto, negativamente a la estabilidad transitoria del sistema, mientras que en los casos I_5 , I_6 y I_7 las oscilaciones son menores que la del caso base, impactando positivamente a la estabilidad transitoria del sistema.

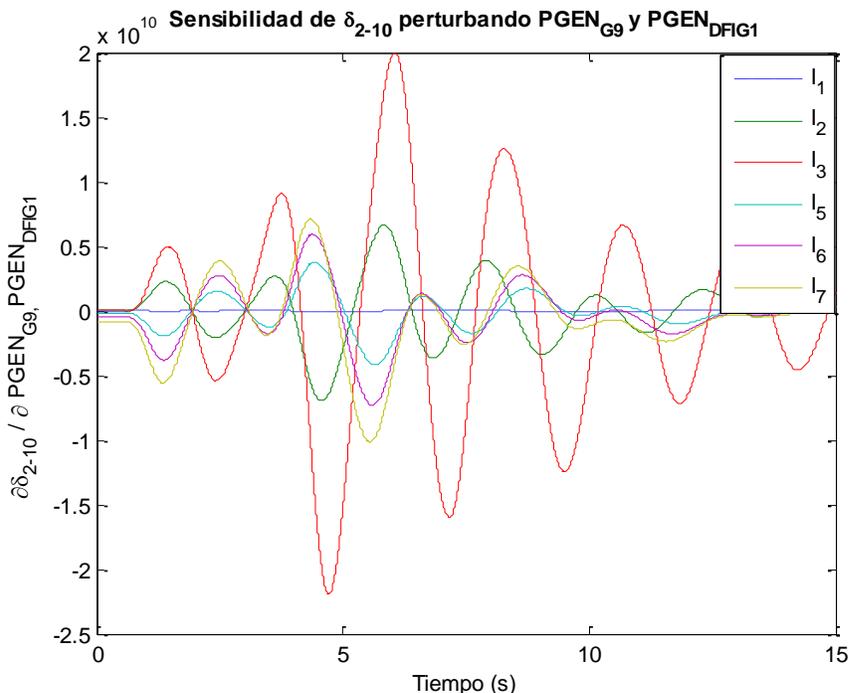


Figura 4.14. Sensibilidad de Ángulo de Carga de la Máquina G_2 para Diferentes Niveles de Interacción de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Finalmente, en la Figura 4.16 se presentan las normas de sensibilidad a través del tiempo, que indican el impacto de los diferentes niveles de interacción entre P_{DFIG1} y P_{G9} . La norma SN_{I_3} correspondiente al caso de la interacción I_3 indica que este caso presenta un mayor impacto en la estabilidad transitoria del sistema; los índices de proximidad a la inestabilidad η_i de la Tabla 4.5 también muestran que el caso I_3 presenta el mayor impacto en la estabilidad del sistema.

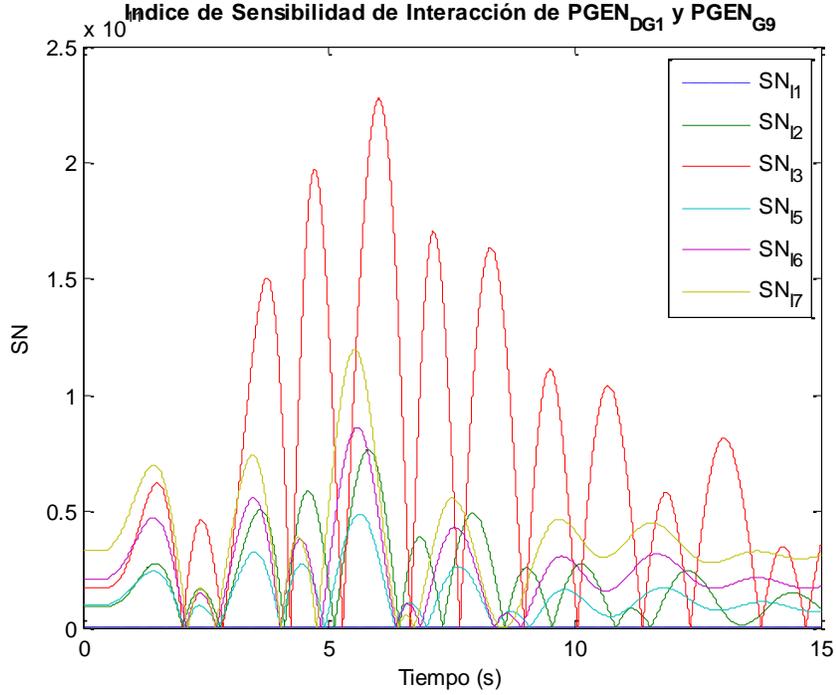


Figura 4.15. Normas de Sensibilidad a Diferentes Niveles de Interacción entre P_{DFIG1} y P_{G9} , para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Tabla 4.5. Índices de Proximidad a la Inestabilidad de las Normas SN_i para los Diferentes Porcentajes de Variación de los Parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} .

SN_{I1}	$\eta_{I1} = 8.8022e^{-13}$
SN_{I2}	$\eta_{I2} = 3.0836e^{-15}$
SN_{I3}	$\eta_{I3} = 9.2081e^{-16}$
SN_{I5}	$\eta_{I5} = 4.7706e^{-15}$
SN_{I6}	$\eta_{I6} = 2.5928e^{-15}$
SN_{I7}	$\eta_{I7} = 1.7809e^{-15}$

Conclusión

En este análisis se mostró a través de las sensibilidades de trayectorias el impacto de la interacción de las inyecciones de potencia del generador síncrono P_{G9} y el aerogenerador P_{DFIG1} en la estabilidad transitoria del sistema. A diferentes niveles de inyección de estas potencias se observaron dos efectos contrarios de la interacción, ambos efectos se incrementan cuando se incrementa la diferencia entre P_{DFIG1} y P_{G9} . El efecto negativo de la interacción ocurre cuando se incrementa P_{G9} y decrece P_{DFIG1} , afectando el tiempo crítico de liberación de la falla (este se reduce) como se puede observar en la Tabla 4.4. Por otro

lado, el efecto positivo de esta interacción ocurre cuando decrece P_{G9} y se incrementa P_{DFIG1} . Entonces, se puede determinar que la interacción entre los parámetros P_{DFIG1} y P_{G9} es mayor cuando se incrementa la diferencia entre ellos y a mayor interacción tiene un mayor impacto en la estabilidad transitoria del sistema.

4.3 Indices de Sensibilidades en el Perfil de Voltajes del Sistema 39 nodos del IEEE con Generación Eólica

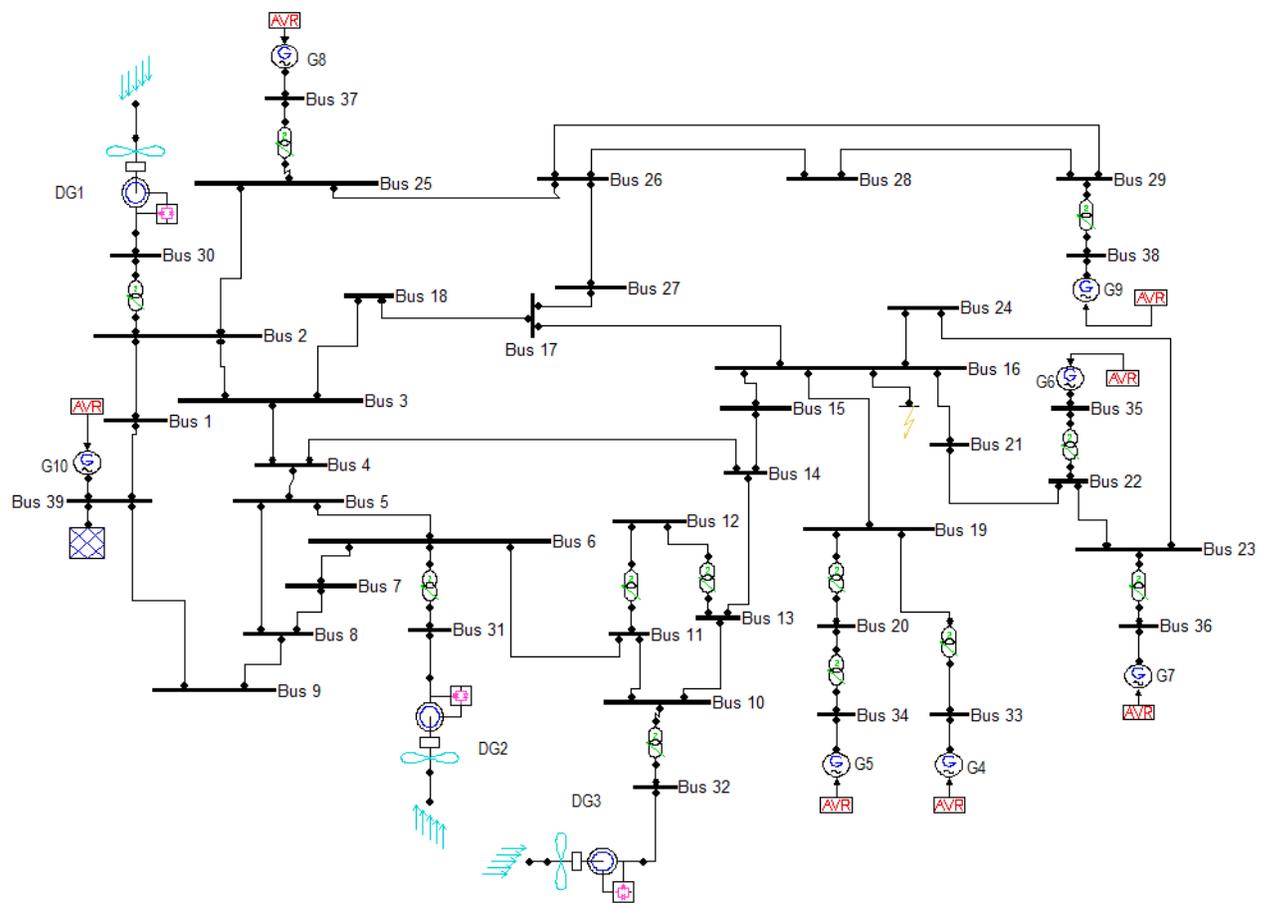


Figura 4.16. Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores *DFIG*.

El sistema de 39 nodos del IEEE fue modificado para integrar tres plantas de generación eólica con la finalidad de evaluar el impacto que tiene cada una de ellas en el perfil de voltajes de todo el sistema. Los generadores síncronos conectados a los nodos 30, 31 y 32 fueron reemplazados por un aerogenerador basado en el modelo del generador de inducción

doblemente alimentado, como se muestra en la Figura 4.17. Estos aerogeneradores son conectados a la red con el mismo nivel de inyección de potencia que los generadores síncronos por los que fueron intercambiados, 250MW, 580 MW y 650 MW respectivamente, los cuales en conjunto representan un 24% de nivel de penetración de energía eólica con respecto al total de generación que se está inyectando al sistema.

Al igual que en las pruebas anteriores este análisis consiste en calcular las trayectorias de sensibilidades, sin embargo, en este caso se utilizan las sensibilidades de las trayectorias de las magnitudes de voltaje a través del tiempo. En este caso se utilizan las sensibilidades de voltaje de todos los nodos del sistema para utilizar un índice de sensibilidad de voltaje que permite cuantificar el impacto de la inyección de potencia activa de los aerogeneradores en el perfil de voltaje de todo el sistema durante los procesos transitorios ocurridos. Para calcular las sensibilidades de trayectorias se aplica una falla trifásica sólida a tierra en el nodo 16 del sistema en un tiempo de 0.5 s. de simulación, la cual es mantenida durante un periodo de tiempo de $t_{cl} = 0.06$ s, y siendo liberada en el tiempo de 0.56 s mediante la desconexión de la línea de transmisión conectada entre los nodos 16 y 21.

En la Figura 4.18 se presentan las trayectorias de voltaje en los nodos del sistema obtenidas de la simulación del proceso transitorio provocado por el escenario de falla descrito en el párrafo anterior. En esta figura se observa que los voltajes después de ser liberada la falla empiezan a oscilar en el rango de 0.75 p.u. y 1.1 p.u. estableciéndose en un nuevo punto de equilibrio después de 15 segundos de simulación aproximadamente. De la figura se puede observar claramente que el sistema es estable ante la falla aplicada. En la Figura 4.19 también se pueden observar las trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema relativos al generador G_{10} conectado al nodo 39, donde también es claro por el tamaño de sus oscilaciones que el sistema es estable. Sin embargo, aunque las trayectorias de estas figuras indican estabilidad no proporcionan mayor información para evaluar el impacto que tiene cada uno de los aerogeneradores en el perfil de voltajes del sistema. Por tanto, se calcula el índice de sensibilidad de voltaje con respecto a la variación de potencia activa inyectada por cada uno de los aerogeneradores $DFIG_1$, $DFIG_2$ y $DFIG_3$.

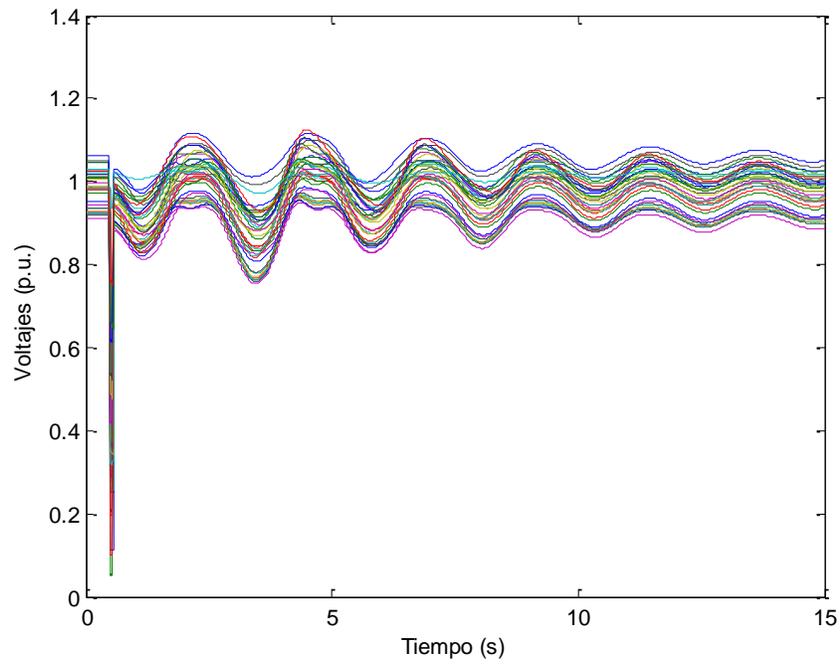


Figura 4.17. Perfil de Voltajes a Valores Nominales del Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores *DFIG*, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

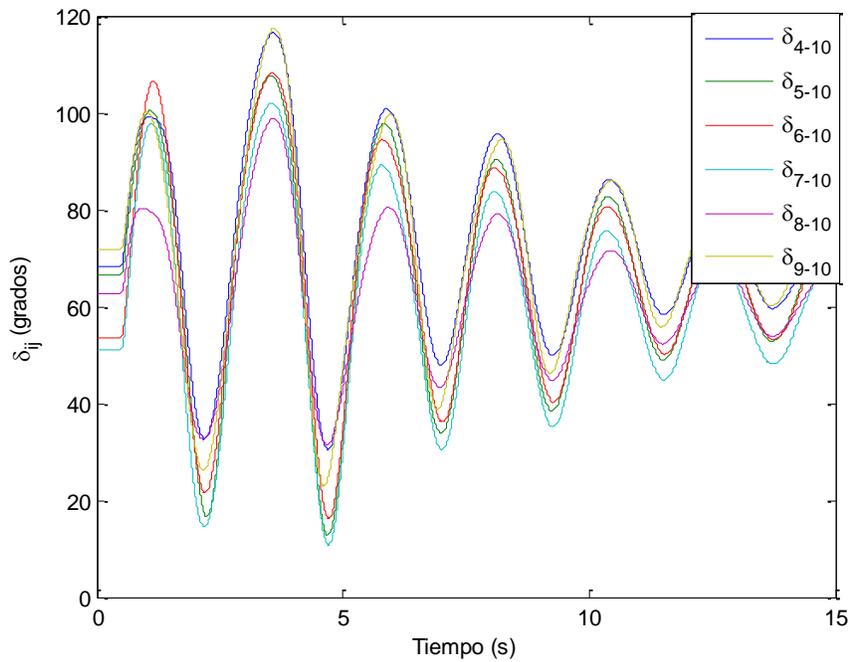


Figura 4.18. Diferencias Angulares de las Trayectorias Nominales con 3 Aerogeneradores, para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06s$.

Los índices de sensibilidad del perfil de voltaje se obtienen calculando numéricamente las sensibilidades de trayectorias utilizando una perturbación de los parámetros de sensibilidad seleccionados de $\beta = 1e^{-9}$. En la Figura 4.20 se presentan las trayectorias de los índices de sensibilidad de voltaje a través del tiempo calculados con respecto a la inyección de potencia de cada uno de los aerogeneradores $DFIG_1$, $DFIG_2$ y $DFIG_3$, donde se puede observar que la variación de potencia del aerogenerador $DFIG_2$ es la que influye más en la variación del perfil de voltajes de todo el sistema.

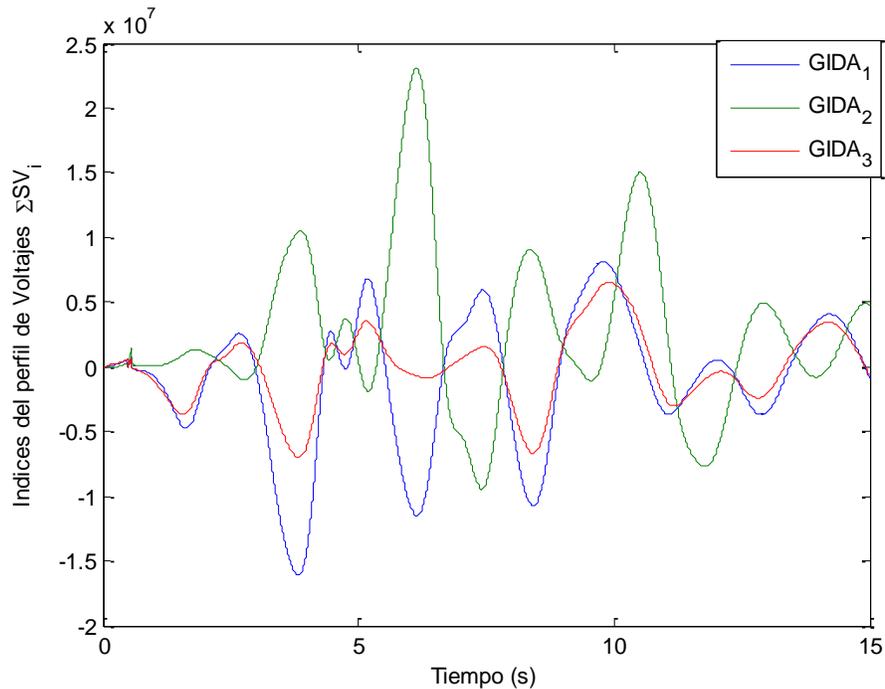


Figura 4.19. Índices del Perfil de Voltajes a Valores Nominales del Sistema 39 nodos, con 3 Aerogeneradores $DFIG$ para un Tiempo de Liberación de Falla $t_{cl} = 0.06$ s

Una vez que se calculan todos los índices de sensibilidad de voltaje es posible obtener un porcentaje de variación del perfil de voltaje, el cual se define por medio de la ecuación (4.1) [26] como el porcentaje de participación de cada aerogenerador en la variación del perfil de voltaje del sistema. De esta ecuación se observa que el porcentaje de participación se calcula dividiendo cada índice de sensibilidad entre la sumatoria de los N_p índices. Por tanto, se puede deducir claramente que los porcentajes de participación con valores más altos indican mayores impactos en el perfil de voltajes del sistema.

$$\%Part_i = \sum_{k=1}^{nb} \text{abs} \left(\frac{\partial V_k}{\partial \beta_i} \right) / \sum_{i=1}^{Np} \sum_{k=1}^{nb} \left| \frac{\partial V_k}{\partial \beta_i} \right| \quad (4.1)$$

A continuación, se muestran los valores de los índices de participación calculados para los tres aerogeneradores, donde se puede observar que la variación de la inyección de potencia del aerogenerador $DFIG_2$ tiene un mayor porcentaje de participación que el resto de ellos, y por tanto un mayor impacto en la variación del perfil de voltaje del sistema.

$$SV_{DFIG1} = 36.44 \%$$

$$SV_{DFIG2} = 43.03 \%$$

$$SV_{DFIG3} = 20.51 \%$$

Este tipo de análisis permite determinar la importancia de cuantificar el impacto en el perfil de voltajes de los sistemas de potencia ante la integración de parques eólicos. Además, permite cuantificar cuál de los parques eólicos en un sistema de potencia tiene una mayor o menor influencia en el perfil de voltaje. Esta información podría ser útil para implementar estrategias de regulación de voltaje en sistemas con granjas eólicas. Las turbinas eólicas modernas, en especial las conectadas a la red mediante convertidores (inversores, rectificadores, etc.) ofrecen interesantes opciones para la regulación de voltaje y pueden incluso proveer regulación de voltaje a la red como un servicio conexo.

Por otro lado, los parques eólicos que se están integrando a los sistemas de potencia utilizan comúnmente generadores de inducción, los cuales requieren de potencia reactiva para poder generar e inyectar potencia al sistema. Por tanto, la información proporcionada por estos índices también puede servir para diseñar sistemas de control de potencia reactiva eficientes y rápidos que permitan junto con reservas de potencia activa incrementar la seguridad de los sistemas de potencia con generación eólica.

Conclusión

El análisis de sensibilidades puede resultar una poderosa herramienta y de gran utilidad para evaluar e incrementar la seguridad de los sistemas de potencia con alta penetración de generación eólica. En este sentido, este tipo de información permite a los operadores de sistemas poder determinar cuáles plantas de generación representan mayor impacto en la estabilidad y seguridad, y permiten determinar las plantas eólicas donde se deben hacer disparos de emergencia, manteniendo el estado de operación de los sistemas dentro de sus límites de seguridad especificados.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Las sensibilidades de trayectorias dinámicas son una herramienta muy poderosa para hacer análisis más puntuales de la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia, permitiendo determinar e identificar los parámetros que influyen en mayor o menor medida en el comportamiento dinámico de sistemas de potencia, tal como se observó en el análisis del sistema de 39 nodos al integrar un parque eólico.

La integración de la generación de energías renovables dentro del SEP como lo es en este caso particular la eólica, es una tarea complicada, debido a la problemática que esto implica, ya que aunque este tipo de generación se integra a las redes eléctricas para beneficiar al medio ambiente, se sabe que cuando se tengan altos porcentajes de penetración, se tendrán efectos perjudiciales en los sistemas eléctricos debido a la baja inercia rotacional de los aerogeneradores, lo que provocaría que se reduzca el tiempo que soporta una falla el SEP, por lo que se ve afectada la estabilidad y la seguridad de los SEPs,

La identificación de las plantas de generación que son más vulnerables y/o críticas a las más probables fallas en el sistema permite llevar a cabo acciones preventivas y de control, para evitar contingencias críticas e incluso colapsos en los sistemas de potencia. En este contexto, la teoría de sensibilidades puede mejorar los estudios de planeación para integrar energías renovables a los SEPs, así como proporcionar información cualitativa para que los operadores de la red tengan un mejor análisis de la estabilidad y seguridad ante la integración de este tipo de plantas.

El uso de PSAT como software de simulación de SEPs tiene grandes ventajas sobre algunos otros simuladores comerciales como lo son PSS®E y DigSilent por mencionar algunos, ya que es un toolbox de Matlab® de licencia libre, el uso de esta herramienta permitió realizar el estudio de sensibilidades numéricas, al poder aumentar resolución de los resultados de las sensibilidades de las trayectorias dinámicas, caso contrario con PSS®E, que tenía una limitación en los decimales de los resultados, ya que sin este aumento en los decimales no se pudieran haber realizado las investigaciones descritas en este documento.

Las aportaciones de este trabajo de investigación recaen en obtener una nueva forma de análisis de estabilidad de los SEPs, al facilitar la obtención de las trayectorias de sensibilidades utilizando sensibilidades numéricas.

Las ventajas que se tienen al utilizar la teoría de sensibilidades numéricas son principalmente de programación, al no utilizar la formulación analítica, por lo que es posible aplicar la teoría de sensibilidades con softwares especializados en análisis de sistemas de potencia que cuentan ya con modelos de energías renovables, teniendo en cuenta algunas consideraciones para aplicar esta teoría como las que se observaron en el caso de estudio de la sección 4.1.

Las desventajas que se tienen al utilizar la teoría de sensibilidades para el análisis de estabilidad transitoria es que se tienen que realizar por lo menos dos simulaciones para analizar los cambios o efectos que provoca perturbar algún parámetro de interés. Por lo que si se requieren analizar diferentes parámetros se necesita una simulación del SEP por parámetro.

En cuanto a trabajos futuros que se pudieran realizar tomando como base este trabajo de investigación son:

- Control de estabilidad transitoria utilizando flujos óptimos y trayectorias de sensibilidades dinámicas.
- Integración de otro tipo de fuentes de energías renovables como sistemas fotovoltaicos.
- Utilizar la teoría de sensibilidades para la ubicación de dispositivos FACTS.
- Conjuntar la teoría de sensibilidades con redes neuronales y técnicas de optimización para solventar la desventaja que se tiene de las simulaciones si se requiere analizar diferentes parámetros de una forma más eficiente.

Referencias

- [1] “MathsWorks.” .
- [2] Sener, “La Energía Eólica En México,” p. 27, 2009.
- [3] K. García, “Capacidad de Generación Eléctrica da Estirón en el 2016.” .
- [4] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [5] A. Arenas, P. Mediavilla, F. Gracia, and P. Garcés, “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable,” *Organ. Latinoam. Energía*, pp. 1–28, 2013.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hil. New York, 1994.
- [7] S. S. Venkata, W. J. Eccles, and J. H. Noland, “Multi-Parameter Sensitivity Analysis of Power-System Stability by Popov’s Method†,” *Int. J. Control*, vol. 17, no. 2, pp. 291–304, Feb. 1973.
- [8] T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secrest, and A. Law, “Placement of Dispersed Generation Systems for Reduced Losses,” *Proc. 33rd Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, vol. 0, no. c, pp. 1–9, 2000.
- [9] Y. Xue, T. van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella, “Real-Time Analytic Sensitivity Method for Transient Security Assessment and Preventive Control,” *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 135, no. 2, p. 107, 1988.
- [10] V. Vittal and A. A. Fouad, “Derivation of Stablility Limits Using Analytical Sensitiviw I,” vol. 4, no. 4, pp. 1363–1372, 1989.
- [11] K. Meng, Z. Y. Dong, K. P. Wong, Y. Xu, and F. J. Luo, “Speed-up the Computing Efficiency of Power System Simulator for Engineering-Based Power System Transient Stability Simulations,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 5, p. 652, 2010.
- [12] F. Da-Zhong, T. S. Chung, and A. K. David, “Evaluation of Transient Stability Limit Using a Transient Time Margin Sensitivity Approach,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 52, no. 1, pp. 19–27, 1999.
- [13] I. A. Hiskens and M. A. Pai, “13th Power System Computation Conference,” in *Dynamic contingency analysis studies for inter-area transfers*, 1996, pp. 345–350.
- [14] I. A. Hiskens and A. Koeman, “Journal of Electrical and Electronics Engineering,” *Power system parameter estimation*, Australia, pp. 1–8, 1999.
- [15] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, “Transient Stability of Power Systems A Unified Approach to Assessment and Control,” *Kluwer Acad. Publ.*, pp. 1–254, 2000.
- [16] M. J. Laufenberg and M. A. Pai, “A New Approach to Dynamic Security Assessment Using Trajectory Sensitivites,” *Power Ind. Comput. Appl. 1997. 20th*

Int. Conf., pp. 272–277, 1997.

- [17] I. A. Hiskens, S. Member, and S. Ab, “Analysis of the Nordel Power Grid Disturbance of January 1, 1997 Using Trajectory Sensitivities,” 1999.
- [18] A. M. Mohamad, N. Hashim, N. Hamzah, N. F. Nik Ismail, and M. F. Abdul Latip, “Transient Stability Analysis on Sarawak’s Grid Using Power System Simulator for Engineering (PSS/E),” *2011 IEEE Symp. Ind. Electron. Appl. ISIEA 2011*, pp. 521–526, 2011.
- [19] M. J. Laufenberg and M. A. Pai, “Ory Power,” in *Sensitivity theory in power systems: Application in dynamic security analysis*, 1996, pp. 738–743.
- [20] T. B. Nguyen, M. A. Pai, and I. A. Hiskens, “Direct Computation of Critical Clearing Time using Trajectory Sensitivities,” *2000 Power Eng. Soc. Summer Meet. (Cat. No.00CH37134)*, vol. 1, no. c, pp. 604–608, 2000.
- [21] I. a. Hiskens and M. a. Pai, “Power System Applications of Trajectory Sensitivities,” *2002 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc. (Cat. No.02CH37309)*, vol. 2, no. 4, pp. 1–6, 2002.
- [22] D. Suriyamongkol, H. A. Abdelsalam, and E. B. Makram, “Trajectory Sensitivity Analysis Application for Power System Security Assessment With Wind Generation,” *2015 North Am. Power Symp. NAPS 2015*, no. 1, 2015.
- [23] a Khosravi, M. Jazaeri, and S. a. Mousavi, “Transient Stability Evaluation of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation,” *Univ. Power Eng. Conf.*, no. 1, 2010.
- [24] P. M. Anderson and a. a. Fouad, “Power System Control and Stability.” pp. 1–237, 1977.
- [25] F. Milano, “PSAT (Power System Analysis Toolbox).” 2008.
- [26] E. A. Z. Cárdenas, “Security Improvent of Power System by Using Trajectory,” 2010.
- [27] H. L. Burmeister, R. Tomović und M. Vukobratović, *General Sensitivity Theory. (Modern Analytic and Computational Methods in Science and Mathematics, Number 35.) 258 S. m. Fig. Amsterdam/New York 1972. Elsevier Publishing Company, Inc. Preis Dfl. 55.00*, vol. 53, no. 6. WILEY-VCH Verlag, 1973.
- [28] I. A. Hiskens and M. A. Pai, “Trajectory Sensitivity Analysis of Hybrid Systems,” *IEEE Trans. Circuits Syst. I Fundam. Theory Appl.*, vol. 47, no. 2, pp. 204–220, 2000.
- [29] T. B. Nguyen and M. A. Pai, “Dynamic Security-Constrained Rescheduling of Power Systems Using Trajectory Sensitivities,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2 May 2003, pp. 848–854, 2003.

Apéndices

A. Sistema WSCC (9 Buses, 3 Generadores) del IEEE.

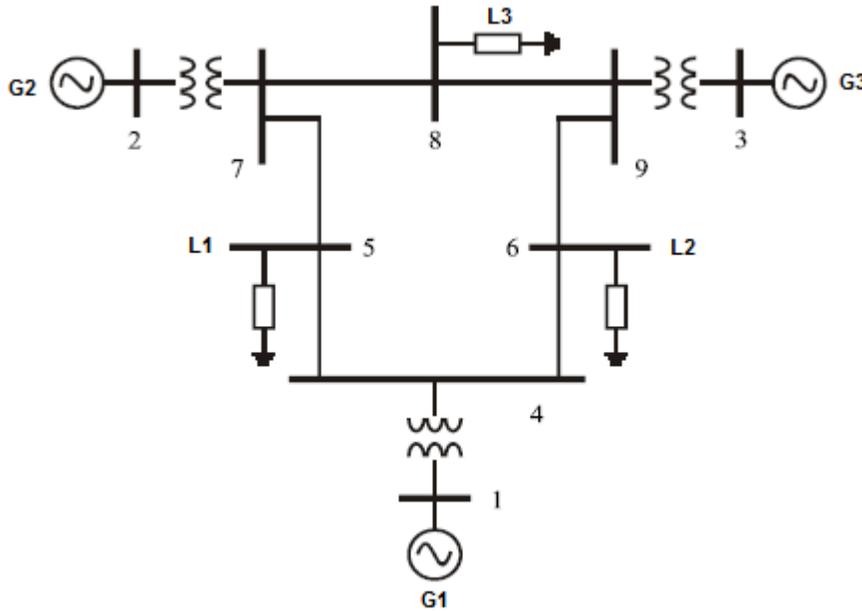


Figura A. 1 Sistema WSCC [26]

Los parámetros de simulación para el sistema WSCC son obtenidos de [26].

Tabla A. 1 Parámetros de las Líneas de Transmisión [26].

Nodos	R (pu)	X (pu)	$B/2$ (pu)	Nodos	R (pu)	X (pu)	$B/2$ (pu)
7 8	0.0085	0.0720	0.149	9 6	0.039	0.1700	0.358
8 9	0.0119	0.1008	0.209	5 4	0.010	0.085	0.176
7 5	0.0320	0.1610	0.306	6 4	0.017	0.092	0.158

Tabla A. 2 Parámetros de Transformadores.

Nodos	R_s (pu)	X_s (pu)	Tap T_v	Tap U_v
2 7	0.0	0.0625	1.0	1.0
1 4	0.0	0.0576	1.0	1.0
3 9	0.0	0.0586	1.0	1.0

Tabla A. 3 Parámetros de Carga[26].

Nodo	P (Mw)	Q (Mw)
8	100	35
6	90	30
5	125	50

Tabla A. 4 Parámetros de Generadores.

Nodo	X_d (pu)	X'_d (pu)	T'_{d0} (s)	X_q (pu)	X'_q (pu)	T'_{q0} (s)	H (Mw · S)	D (pu)
1	0.1460	0.0608	8.96	0.0969	0.0969	0.31	2364	0.01254
2	0.8958	0.1198	6.0	0.8645	0.1969	0.535	640	0.0068
3	1.3125	0.1813	5.89	1.2578	0.2500	0.6	301	0.0048

Tabla A. 5 Parámetros de Excitadores.

Nodo	K_A	T_A (s)
1	20	0.2
2	20	0.2
3	20	0.2

B. Sistema de Nueva Inglaterra (39 buses, 10 generadores) del IEEE.

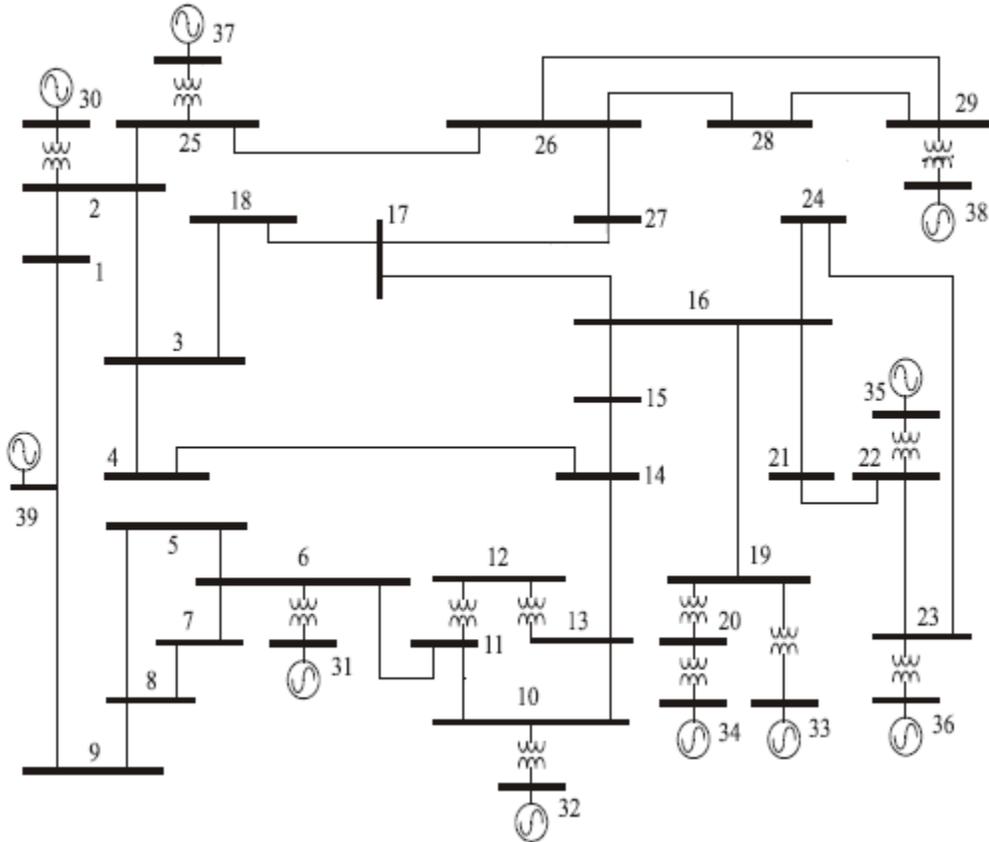


Figura B. 1 Sistema de Potencia de Nueva Inglaterra [26].

Los parámetros de simulación para el sistema WSCC son obtenidos de [26].

Tabla B. 1 Parámetros de las Líneas de Transmisión.

Nodos	R (pu)	X (pu)	$B/2$ (pu)	Nodos	R (pu)	X (pu)	$B/2$ (pu)
1 2	0.0035	0.0411	0.6987	13 14	0.0009	0.0101	0.1723
1 39	0.0010	0.0250	0.7500	14 15	0.0018	0.0217	0.3660
2 3	0.0013	0.0151	0.2572	15 16	0.0009	0.0094	0.1710
2 25	0.0070	0.0086	0.1460	16 17	0.0007	0.0089	0.1342

3	4	0.0013	0.0213	0.2214	16	19	0.0016	0.0195	0.3040
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	16	21	0.0008	0.0135	0.2548
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	16	24	0.0003	0.0059	0.0680
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	17	18	0.0007	0.0082	0.1319
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	17	27	0.0013	0.0173	0.3216
6	5	0.0002	0.0026	0.0434	21	22	0.0008	0.0140	0.2565
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	22	23	0.0006	0.0096	0.1846
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	23	24	0.0022	0.0350	0.3610
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	25	26	0.0032	0.0323	0.5130
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	26	27	0.0014	0.0147	0.2396
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	26	28	0.0043	0.0474	0.7802
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	26	29	0.0057	0.0625	1.0290
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	28	29	0.0014	0.0151	0.2490

Tabla B. 2 Parámetros de Transformadores.

Nodos	R_s (pu)	X_s (pu)	Tap T_v	Tap U_v	Nodos	R_s (pu)	X_s (pu)	Tap T_v	Tap U_v
2 30	0.0	0.0181	1.025	1.0	19 33	0.0007	0.0142	1.070	1.0
6 31	0.0	0.0250	1.070	1.0	20 34	0.0009	0.0180	1.009	1.0
10 32	0.0	0.0200	1.070	1.0	22 35	0.0	0.0143	1.025	1.0
12 11	0.0016	0.0435	1.006	1.0	23 36	0.0005	0.0272	1.0	1.0
12 13	0.0016	0.0435	1.006	1.0	25 37	0.0006	0.0232	1.025	1.0
19 20	0.0007	0.0138	1.006	1.0	29 38	0.0008	0.0156	1.025	1.0

Tabla B. 3 Parámetros de Carga.

Nodo	P (Mw)	Q (Mw)	Nodo	P (Mw)	Q (Mw)	Nodo	P (Mw)	Q (Mw)
3	322.0	2.4	16	329.0	32.3	25	224.0	47.2
4	500.0	184.0	18	158.0	30.0	26	139.0	17.0
7	233.8	84.0	20	628.0	103.0	27	281.0	75.5
8	522.0	176.0	21	274.0	115.0	28	206.0	27.6
12	8.5	88.0	23	247.5	84.6	29	283.5	26.9
15	320.0	153.0	24	308.6	-92.2	39	1104.0	250.0

Tabla B. 4 Parámetros de Generadores.

Nodo	X_d (pu)	X'_d (pu)	T'_{d0} (s)	X_q (pu)	X'_q (pu)	T'_{q0} (s)	H (Mw · S)	D (pu)
32	0.2495	0.0531	5.7	0.2370	0.0531	1.50	7060	0.0
33	0.2620	0.0436	5.69	0.2580	0.0436	1.50	5720	0.0
34	0.6700	0.1320	5.4	0.6200	0.1320	0.44	5200	0.0
35	0.2540	0.0500	7.3	0.2410	0.0500	0.40	6960	0.0
36	0.2950	0.0490	5.66	0.2920	0.0490	1.5	5280	0.0
37	0.2900	0.0570	6.7	0.2800	0.0570	0.41	4860	0.0
38	0.2106	0.0570	4.79	0.2050	0.0570	1.96	6900	0.0
30	0.1000	0.0310	10.2	0.0690	0.0310	1.50	8400	0.0
31	0.2950	0.0697	6.56	0.2820	0.1700	1.50	6060	0.0
39	0.0200	0.0060	7.0	0.0190	0.0080	0.70	10000	0.0

Tabla B. 5 Parámetros de Excitadores.

Nodo	K_A	T_A (s)
30	5	0.06
31	6.2	0.05
32	5	0.06
33	5	0.06
34	40	0.02
35	5	0.02
36	40	0.02
37	5	0.02
38	5	0.02
39	40	0.02