UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Estabilidad de pequeña señal en sistemas de energía eléctrica con alta penetración de generación renovable

Maria Camila Zapata Ceballos

Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2020

Estabilidad de pequeña señal en sistemas de energía eléctrica con alta penetración de generación renovable

Maria Camila Zapata Ceballos

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Directora:

Rosa Elvira Correa Gutiérrez, PhD.

Codirector:

John Edwin Candelo Becerra, PhD.

Línea de Investigación:

Análisis, Operación y Control en Sistemas de Energía Eléctrica

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas, GITA

Universidad Nacional de Colombia

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2020

A mi familia que siempre me apoya en los proyectos que emprendo, a la profesora Rosa Elvira por su acompañamiento incondicional, al profesor John Candelo por su orientación durante este proceso.

"Un barco está siempre seguro en la orilla, pero ese no es el propósito para el que se construye."

Albert Einstein

Resumen

Una de las principales incertidumbres que se tiene frente a la incorporación de energías renovables no convencionales es la identificación del impacto tanto positivo como negativo que se pueden tener en un sistema eléctrico de potencia. Además, debido a que las dinámicas de los sistemas de energía eléctrica pueden ser muy distintas dependiendo de los elementos que lo compongan, los impactos difieren de un sistema a otro, lo cual hace necesario analizar cada caso por separado sin sacar conclusiones generalizadas.

En este trabajo, se consideran algunas metodologías para el análisis de estabilidad de pequeña señal, como lo es el análisis y la identificación modal, y se aplican en dos casos de estudio implementados en DIgSILENT Power Factory. En el primer caso de estudio teórico se pueden encontrar modos de oscilación local e inter-área. En el segundo caso de estudio se hace el análisis de los impactos de la generación renovable no convencional ante diferentes porcentajes de incorporación de esta, obteniendo como resultado un límite de incorporación de generación renovable en el sistema antes de que se presenten problemas de inestabilidad. Para el análisis se propone un indicador de energía modal con el cual se identifica que, a medida que se tiene un mayor porcentaje de incorporación de energía renovable no convencional, el indicador disminuye, alertando la proximidad del sistema de energía eléctrica a una zona de inestabilidad. Este indicador podría ser adaptado para utilizarlo en tiempo real y poder detectar cuándo un sistema de energía eléctrica está cercano de una condición de inestabilidad.

Palabras clave: análisis modal, energías renovables, energía solar, energía eólica, estabilidad de pequeña señal, sistemas de energía eléctrica

Small signal stability in electric power systems with high penetration of renewable generation

Abstract

One of the main uncertainties facing the incorporation of non-conventional renewable energies is the identification of both positive and negative impacts these can have on an electrical power system. Furthermore, dynamics of electrical power systems can be very different according to the elements that compose it, the impacts in the electric system can vary one from another which makes it necessary to analyze each case individually without a generalized conclusion.

In this work, some methodologies of small signal stability analysis, such as modal analysis and modal identification, have been considered in two studied cases at DIgSILENT Power Factory. In the first theoretical study case, local and inter-area oscillation modes can be found. In the second study case, the analysis of the impacts of non-conventional renewable energy generation at different percentage penetration is carried out, obtaining as a result a limit of renewable energy generation incorporated in the system preventing instability or serious problems developing. For the analysis, a modal energy indicator is proposed with which it is identified that, as there is a higher percentage of incorporation of non-conventional renewable energy, the indicator decreases, alerting the proximity of the electrical power system to an area of instability. This indicator could be adapted to use it in real time and to be able to detect when an electrical power system is close to an unstable condition.

Keywords: modal analysis, renewable energy, small signal stability, solar energy, wind energy, power systems

Contenido

Pág.

1. Introducción 11
Planteamiento del Problema 15

2. Preliminares – Marco conceptual 17
2.1 Estabilidad de Sistemas de Energía Eléctrica 17
2.1.1 Estabilidad de Pequeña Señal 19
2.1.2 Modos de Oscilación 28
2.2 Energías Renovables 29
2.2.1 Energía Solar Fotovoltaica 31
2.2.2 Energía Eólica 32
2.2.3 Tecnologías Basadas en Inversores 33
2.3 Modelos Utilizados 36
2.3.1 Modelo WECC – Plantas Solares y Eólicas: 36
2.3.2 Modelos de los Subsistemas 37

3. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal 42
3.1 Metodologías de Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal 44
3.1.1 Análisis Modal 45
3.1.2 Identificación Modal 51
3.2 Estrategias de Análisis de Oscilaciones Electromecánicas 54
3.2.1 Sistema Barra Infinita 54
3.2.2 Sistema Multimáquina 58

4. Casos de Estudio 63
4.1 Aplicación 64
4.1.1 Sistema de dos áreas 64
4.1.2 Sistema IEEE 39 barras 66
4.2 Escenarios 69
4.2.1 Sistema IEEE 39 barras 69
4.3 Resultados 70
4.3.1 Sistema de dos áreas 70
3.3.1 Sistema IEEE 39 barras 76

5. Conclusiones y recomendaciones 86
5.1 Conclusiones 86
5.2 Recomendaciones 87

6. Bibliografía 89

A. Anexo: Parámetros detallados Casos de Estudio 95

Lista de Figuras

Pág.

Figura 2-1. Clasificación de Estabilidad de los Sistemas de energía eléctrica. Adaptada de (Kundur et al., 2004). 18
Figura 2-2. Naturaleza de la respuesta de una pequeña perturbación con voltaje de campo constante. Adaptado de (Kundur, 1993). 20
Figura 2-3. Naturaleza de la respuesta de una pequeña perturbación con control de excitatriz. Adaptado de (Kundur, 1993). 21
Figura 2-4. Unidad de generación. Adaptado de (Mondal et al., 2014a). 22
Figura 2-5. Eje de referencia rotacional sincrónico. Adaptado de (Mondal et al., 2014a).. 24
Figura 2-6. Comportamiento del costo de las energías desde 2009 hasta el 2017. Tomado de (Lazard, 2017). 30
Figura 2-7. Crecimiento de la capacidad instalada de las fuentes renovables. Tomado de (IRENA, 2020). 30
Figura 2-8. Sistema Fotovoltaico. Tomado de (Alonso Lorenzo, 2015) 32
Figura 2-9. Diagrama de flujo de un Aerogenerador. Elaboración propia basado en (Donoso, 2011; Restrepo, Viola, & Quizhpi, 2015) 33
Figura 2-10. Tecnologías dominantes de aerogeneradores. Tomado de (NERC, 2018). 35
Figura 2-11. Diagrama de una línea de una planta solar fotovoltaica. Tomado de (NERC, 2018). 36
Figura 2-12. Estructura general del modelo para el sistema fotovoltaico. Tomado de (WECC Renewable Energy Modeling Task Force September, 2012). 37
Figura 2-13. Modelo del Conversor. Tomada de (EPRI, 2014). 38
Figura 2-14. Modelo REEC_B. Tomado de (EPRI, 2014). 39
Figura 2-15. Modelo REPC. Tomado de (Lammert, Ospina, Pourbeik, Fetzer, & Braun, 2016). 41
Figura 3-1. Análisis de Pequeña Señal. Elaboración propia basado en (Calderón-Guizar, 2008; Richardson, 1997). 43
Figura 3-2. Sistema generador conectado a una barra infinita. Tomado de (Mondal, Chakrabarti, & Sengupta, 2014c). 55
Figura 3-3. Representación en diagrama de bloques del modelo de la máquina sincrónica. Tomado de (Mondal et al., 2014c). 56
Figura 3-4. Modelo dinámico de decaimiento de flujo de la máquina sincrónica. Tomado de (Mondal, Chakrabarti, & Sengupta, 2014b). 59
Figura 4-1. Sistema de dos áreas. Tomado de (Kundur, 1993). 65

Figura 4-2. Sistema IEEE de 39 barras. Tomado de (Athay, Podmore, & Virmani, 1979). 68
Figura 4-3. Valores propios en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 71
Figura 4-4. Diagrama de barras modo oscilación local 1 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 72
Figura 4-5. Diagrama de fase del modo oscilación local 1 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 73
Figura 4-6. Diagrama de barras modo oscilación local 2 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 74
Figura 4-7. Diagrama fasorial modo oscilación local 2 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 74
Figura 4-8. Diagrama de barras modo oscilación inter-área en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 75
Figura 4-9. Diagrama fasorial modo oscilación inter-área en el Caso Base para el Sistema de dos áreas 76
Figura 4-10. Valores propios en el Caso Base para el Sistema IEEE de 39 barras 77
Figura 4-11. Valores propios en el Caso Base con controles (3) 78
Figura 4-12. Frecuencia del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24 81
Figura 4-13. Potencia del generador G9 del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24 82
Figura 4-14. Magnitud de los modos de oscilación del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24 83
Figura 4-15. Frecuencia del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15 84
Figura 4-16. Potencia del generador G9 del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15 84
Figura 4-17. Magnitud de los modos de oscilación del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15 85

Lista de Tablas

Pág.
Tabla 2-1. Modos de control de potencia reactiva para el modelo REEC (EPRI, 2014). . 40
Tabla 4-1. Demanda de las cargas del Sistema de dos áreas 65
Tabla 4-2. Generadores del Sistema de dos áreas 66
Tabla 4-3. Resumen caso de estudio Sistema de dos áreas 66
Tabla 4-4. Demanda de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras 67
Tabla 4-5. Generadores en el sistema IEEE de 39 barras 68
Tabla 4-6. Resumen de caso de estudio del Sistema IEEE de 39 barras 69
Tabla 4-7. Escenarios de incorporación de generación solar para el Sistema IEEE de 39 barras 70
Tabla 4-8. Modos de oscilación en el Caso Base para el Sistema de dos áreas..... 71
Tabla 4-9. Modos críticos en el Caso Base (1) 77
Tabla 4-10. Modos críticos en el Caso Base con controles (3) 79
Tabla 4-11. Afectación de los modos críticos vs incorporación fuentes renovables 79
Tabla A-6-1. Demanda de las cargas del Sistema de dos áreas 95
Tabla A-6-2. Generadores del Sistema de dos áreas 95
Tabla A-6-3. Tensiones generadores Sistema de dos áreas 96
Tabla A-6-4. Impedancias Sistema de dos áreas 96
Tabla A-6-5. Transformadores del Sistema de dos áreas 96
Tabla A-6-6. Barras del Sistema de dos áreas 96
Tabla A-6-7. Líneas Sistema de dos áreas 97
Tabla A-6-8. Resumen caso de estudio Sistema de dos áreas 97
Tabla A-6-9. Demanda de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras 98
Tabla A-6-10. Generadores en el sistema IEEE de 39 barras 98
Tabla A-6-11. Parámetros generadores Sistema IEEE de 39 barras a) 99
Tabla A-6-12. Parámetros generadores Sistema IEEE de 39 barras b) 99
Tabla A-6-13. Datos barras del Sistema IEEE de 39 barras 100
Tabla A-6-14. Datos de las líneas del Sistema IEEE de 39 barras 101
Tabla A-6-15. Datos de los transformadores del Sistema IEEE de 39 barras 102
Tabla A-6-16. Resumen de caso de estudio del Sistema IEEE de 39 barras 103

1. Introducción

El calentamiento global es un problema que nos afecta a todos los países y por el cual debemos trabajar en su solución (Morel, Obara, & Morizane, 2015; Slootweg & Kling, 2003). En el Acuerdo de París firmado en el año 2016, varios países se comprometieron a aportar al mejoramiento del medio ambiente y la disminución de emisiones mediante el uso de fuentes de energías renovables en reemplazo de los combustibles fósiles (Shah, Mithulananthan, Bansal, & Ramachandaramurthy, 2015). De manera similar, el Renewable Portfolio Standards (*RPS*) fue creado por la necesidad de promocionar la energía renovable, limpia y sostenible (Eftekharnejad, Vittal, Heydt, Keel, & Loehr, 2013). En este, se les impone a las compañías generadoras de energía un porcentaje de su energía a partir de fuentes renovables. En países como Japón no sólo los temas del calentamiento global y los precios del combustible han impulsado la incorporación de energías renovables, sino también la preocupación por evitar desastres nucleares como el de Fukushima Dai-ichi ocurrido en el año 2011 (Morel et al., 2015).

La incorporación a gran escala de energías renovables no convencionales, como la solar y eólica, es una realidad ineludible alrededor del mundo. Durante los últimos años se ha venido presentando un aumento importante del uso de fuentes renovables no convenciones para la generación de energía eléctrica (Morel et al., 2015; Mortazavian, Shabestary, & Mohamed, 2017; Papadopoulos & Milanovic, 2016; Sudarshan & Nadarajah, 2012). En algunos países europeos y en Estados Unidos se habla de un gran crecimiento en la incorporación a gran escala de este tipo de generación en sus sistemas de energía eléctrica (Remon, Cantarellas, Mauricio, & Rodriguez, 2017; Shah et al., 2015; You et al., 2017). Esto se ha visto promovido por el mejoramiento de las tecnologías requeridas para la generación solar y eólica como los paneles solares, turbinas, convertidores, controladores, entre otros (Remon, Cañizares, & Rodriguez, 2017).

En el caso colombiano, actualmente la matriz energética tiene como fuente principal de generación de energía eléctrica al agua con un 69.4% de participación, seguido por el gas con un 12.3% y el carbón el cual abarca un 9.3% (UPME, 2018). Es evidente el alto porcentaje de generación hidroeléctrica en Colombia, esto es preocupante desde el punto de vista de la seguridad del recurso ya que el agua es un recurso variante dependiente de las condiciones climáticas (UPME, 2013). Se evidencia la importancia de incorporar nuevas fuentes de energía a la matriz energética colombiana para así no depender de una sola fuente principal. Debido a que Colombia hace parte de los países que firmaron el Acuerdo de París, se debe buscar la inclusión de fuentes renovables en su matriz energética. Es por esto que en el año 2014 se aprobó la Ley 1715 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”, la cual tiene como objetivo entre otros “… promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional...” (Congreso de Colombia, 2014).

La inclusión de generadores renovables no convencionales en los sistemas de energía eléctrica tradicionales trae consigo diferentes impactos. Las interacciones entre los generadores no convencionales y el resto del sistema eléctrico de potencia son diferentes a comparación de las interacciones de un generador convencional y resto del sistema, esto se debe a que las dinámicas asociadas a los convertidores electrónicos de potencia son muy rápidas comparadas con las de un generador sincrónico (Remon, Cañizares, et al., 2017; Setiadi, Krismanto, Mithulananthan, & Hossain, 2018). Además, la incorporación a gran escala de energías renovables trae como consecuencia la puesta fuera de servicio de generadores cuya fuente primaria es no renovable o contamina como por ejemplo centrales térmicas o nucleares, lo cual causa una disminución en la inercia total del sistema generando posibles efectos negativos en la estabilidad (Eftekharnejad et al., 2013).

Las incertidumbres asociadas a la generación solar y eólica debidas a los cambios climáticos que varían repentinamente las corrientes de aire o la irradiación solar, llevan a un incremento de las incertidumbres tradicionales de los sistemas de energía eléctrica las cuales se caracterizan por las variaciones del mercado de energía y la demanda (Papadopoulos & Milanovic, 2016; Sudarshan & Nadarajah, 2012).

Por estas razones es importante realizar el análisis detallo de los impactos causados en un sistema de potencia con la incorporación a gran escala de generadores renovables no convencionales.

Diversas investigaciones se han realizado sobre los impactos causados en los sistemas de energía eléctrica debido a la incorporación a gran escala de generación renovable como la solar y la eólica. Estas investigaciones se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de sistema analizado. Algunas investigaciones se han realizado en sistemas pequeños, es decir en redes teóricas de prueba y no en redes que representen un sistema de potencia real de un país o una región. Por ejemplo, en el trabajo de Slootweg & Kling (2003) se llevó a cabo una investigación sobre los efectos de las turbinas eólicas en las oscilaciones de frecuencia de dos sistemas de eléctricos de potencia pequeños observando el comportamiento de los valores propios del sistema a medida que se variaba el porcentaje de incorporación de generación eólica. Los efectos en la estabilidad de pequeña señal en redes donde se integran generadores eólicos, generadores solares, baterías y cargas fueron analizados en el trabajo presentado en (Lee & Wang, 2008). Para este análisis no se calculó cuantitativamente la afectación en la estabilidad del sistema desde el punto de vista de la frecuencia mediante análisis modal, sino que se obtuvieron conclusiones mediante la observación de los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo. En el trabajo realizado en (Sudarshan & Nadarajah, 2012) se logró evaluar la estabilidad de pequeña señal en una red de distribución de un sistema de potencia pequeño con dos generadores sincrónicos, un generador de inducción y un generador solar. Se concluyó que los modos de oscilación con frecuencias entre 1.5 Hz a 4 Hz estaban poco amortiguados y que el factor de participación, en los modos de oscilación, de los generadores de inducción y los generadores sincrónicos era muy significativo.

Más recientemente, en (Maharajan, Navees, & Kanakaraj, 2019), se realizó un análisis de estabilidad de pequeña señal para el sistema IEEE de 39 barras. En este sistema se incluyeron dos generadores no convencionales, uno eólico y otro solar, para determinar el impacto en los valores propios y el amortiguamiento del sistema de potencia. En (Papadopoulos & Milanovic, 2016) se presentó una metodología para el análisis de la estabilidad transitoria de frecuencia para un sistema de potencia con alta incorporación de energía solar y eólica. En este trabajo se usó como red de prueba el caso IEEE de 68 barras modificada. Con este estudio se lograron identificar las áreas más críticas de un

sistema de potencia al presentarse diferentes escenarios de incorporación de plantas solares. También, se realizaron estudios sobre el beneficio que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia con la incorporación a gran escala de energía solar.

Otras investigaciones se han realizado para sistemas de energía eléctrica más grandes los cuales representan algún país o región. Por ejemplo, en el 2013 se realizó un trabajo de investigación en el cual se abordó la estabilidad basado en análisis modal para diferentes niveles de incorporación de energía solar en un sistema WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) (Eftekharnejad et al., 2013). En este trabajo se comprobó el efecto negativo que se tiene en el amortiguamiento de los modos críticos de un sistema de potencia, pero como en el mismo artículo lo indican, las conclusiones obtenidas en ese trabajo son solo escalables a sistemas con las mismas características que el allí trabajado.

En el estudio realizado en (You et al., 2017) se analizó un sistema de potencia que representa la interconexión del este de Estados Unidos para el año 2030. En este estudio se plantearon diferentes escenarios de incorporación de generación solar concluyendo que frente a un aumento del porcentaje de energía solar la frecuencia de oscilación inter-área también aumenta, pero el amortiguamiento de los modos de oscilación disminuye. En el trabajo presentado en (Remon, Cañizares, et al., 2017) se realizó un estudio para la red de Chile con incorporación a gran escala de plantas solares. Estas plantas incluían generadores sincrónicos virtuales como controladores. Como conclusión de este artículo se obtuvo que este tipo de plantas contribuyen a la estabilidad del sistema de potencia ya que gracias a la respuesta inercial que presentaron, se mitigaron transitorios de la frecuencia y además se contribuyó a la regulación de frecuencia realizada por los generadores sincrónicos.

Un análisis detallado de las dinámicas de los inversores de tensión conectados a la red eléctrica es presentado en (Mortazavian et al., 2017). En este trabajo se presentaron diferentes estrategias para una operación segura de un sistema eléctrico de potencia con plantas eólicas y solares con sus inversores. Por ejemplo, se desarrolló un compensador basado en control de corriente con el fin de atenuar las inestabilidades causadas por las subtensiones.

En otros trabajos como el presentado en (Setiadi et al., 2018) se analizan los efectos de incorporar en un sistema eléctrico de potencia un generador solar PV, un generador eólico y una batería. Los impactos son vistos mediante los valores propios del sistema y los resultados obtenidos indican que con el uso de la batería se logran mitigar los impactos negativos causados por la incorporación de las fuentes renovables no convencionales.

También se tienen investigaciones para hacer un repositorio de información, tal cual como sucede en la investigación realizada por Shah et al., en el 2015 en la cual se recopilaron las conclusiones de los principales trabajos realizados hasta el 2014 acerca de los impactos causados en la estabilidad de los sistemas de energía eléctrica con la incorporación a gran escala de plantas fotovoltaicas (PV – por sus siglas en inglés). En este informe también se plantean posibles soluciones para mitigar los efectos negativos en la estabilidad de los sistemas. Adicionalmente, en este artículo se dio a conocer un modelo de un generador PV para el estudio de estabilidad y se enunciaron algunos códigos de operación de países donde se tiene incorporación a gran escala de energías renovables. Como conclusión, en el artículo se dice que se tienen algunas investigaciones enfocadas a analizar los problemas de estabilidad y control asociados a los generadores PV para tener una operación segura y confiable del sistema, pero es necesario seguir investigando en temas de despacho y metodologías para el cálculo de la reserva necesaria para que se logre dar la incorporación a gran escala de las plantas PV a un sistema de transmisión o subtransmisión. De igual manera, en el trabajo presentado en (Mansouri, Lashab, Sera, Guerrero, & Cherif, 2019) se expone una revisión general de los impactos positivos y negativos que trae la incorporación a gran escala de generadores PV en los sistemas de energía eléctrica, y resalta los efectos adversos que se pueden tener al generar perturbaciones en la frecuencia y violar límites de tensión. También se resumen los requisitos técnicos exigidos en algunos países para la conexión y operación de estos generadores.

Planteamiento del Problema

A pesar de las diferentes investigaciones realizadas en torno a los impactos causados en la estabilidad de pequeña señal de un sistema de potencia debido a la incorporación a gran escala de generadores renovables no convencionales, aún se tienen vacíos por la gran variedad de resultados y la dependencia de la red bajo análisis (Eftekharnejad et al., 2013;

Papadopoulos & Milanovic, 2016; Remon, Cantarellas, et al., 2017; You et al., 2017). Además, muchas de las investigaciones se han realizado en redes pequeñas, las cuales no logran incluir fenómenos e interacciones presentes en sistemas de energía eléctrica grandes (Remon, Cañizares, et al., 2017). Los impactos de la incorporación a gran escala de plantas PV varían dependiendo de diferentes factores como el tamaño de la planta, el punto de conexión, el tipo de sistema y la reserva del sistema, entre otros (Shah et al., 2015). Es por esto que las conclusiones no son escalables a cualquier sistema de potencia (Eftekharnejad et al., 2013) y para poder conocer los impactos que se pueden generar en un sistema específico se deben realizar análisis completos y rigurosos.

En este trabajo se llevará a cabo el análisis de la estabilidad de pequeña señal en una red eléctrica frente a diferentes escenarios de incorporación de energía renovable, con el fin evaluar el impacto producido. Para cumplir con los objetivos de este trabajo, en el Capítulo 2 de este documento se exponen algunos conceptos de estabilidad de sistemas de energía eléctrica y se introduce el tema energías renovables. Posteriormente, en el Capítulo 3 se dan a conocer algunas de las metodologías y estrategias usadas para el análisis de pequeña señal. En el Capítulo 4 se encuentra la descripción del caso de estudio utilizado para el desarrollo de este trabajo, con los escenarios definidos y los resultados obtenidos. Las conclusiones y recomendaciones se condensan en el Capítulo 5, y finalmente en el Capítulo 6 está la bibliografía utilizada a lo largo del trabajo. Adicionalmente se encuentra el Anexo A con los parámetros detallados del caso de estudio del Capítulo 4.

2. Preliminares – Marco conceptual

En este capítulo se dan a conocer conceptos básicos sobre la estabilidad de los sistemas de energía eléctrica y, más específicamente, de la estabilidad de pequeña señal o de pequeña perturbación. También se encuentra información general sobre las fuentes de generación de energía renovable no convencional como lo es el sol y el viento, y las tecnologías utilizadas para realizar la conexión de los generadores eólicos y solares al sistema de eléctrico de potencia. Esta conexión del generador solar o eólico con el sistema eléctrico de potencia es a través de un inversor eléctrico de potencia logrando convertir la corriente directa en corriente alterna. Adicionalmente se presentan los modelos utilizados para representar los generadores renovables no convencionales en los casos de estudio que se verán en el Capítulo 4.

2.1 Estabilidad de Sistemas de Energía Eléctrica

Los sistemas de energía eléctrica modernos están caracterizados por grandes interconexiones y una creciente dependencia en el control para la utilización óptima de los recursos. Mantener un suministro de energía eléctrica confiable y económico es uno de los objetivos y retos en el planeamiento eléctrico actual. La demanda de potencia eléctrica viene en aumento al igual que los cambios ambientales los cuales limitan la generación hidroeléctrica. Además, los generadores se encuentran muy lejos de los principales centros de consumo lo cual puede generar sobrecargas en las líneas de transmisión (Hingorani, 1991).

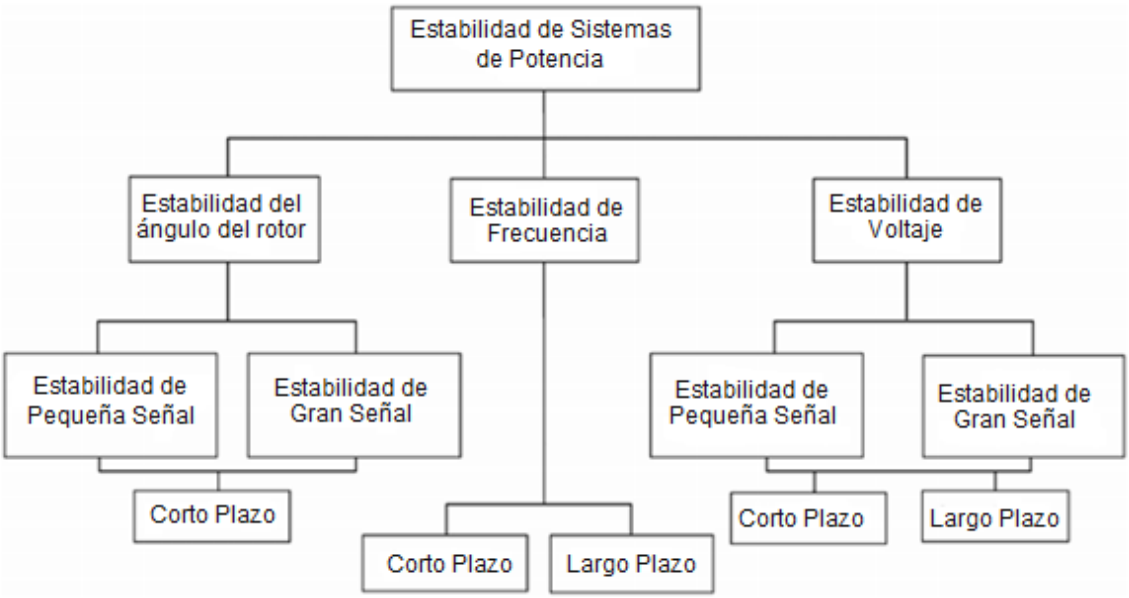
Un típico sistema de potencia moderno es un proceso multivariable de alto orden cuya respuesta dinámica es influenciada por una amplia gama de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta (Kundur et al., 2004). La operación de los sistemas de energía eléctrica se ve altamente impactada por las dinámicas de los diferentes elementos que lo conforman (como generadores, cargas, líneas de transmisión, y otros

equipos de control). El comportamiento dinámico de los sistemas puede ser muy complejos, pero es de gran importancia comprenderlos para así poder realizar el planeamiento y la operación de manera segura y confiable (Padiyar, 2008).

La estabilidad de los sistemas de energía eléctrica es, y ha sido, una preocupación importante en la operación del sistema (Byerly & Kimbark, 1974; Crary, 1945, 1947; Kimbark, 1948, 1956; Venikov, 1964). Esto se debe a que cuando el sistema está en estado estable la velocidad eléctrica promedio de todos los generadores debe permanecer igual en todo el sistema, es decir que se debe mantener el sincronismo.

La estabilidad en los sistemas de energía eléctrica se define como la habilidad que estos tienen para permanecer en equilibrio después de estar sometidos a perturbaciones (Kundur, 1993). En la Figura 2-1 se puede observar, de manera resumida y concisa, la clasificación de estabilidad de los sistemas de energía eléctrica.

Figura 2-1. Clasificación de Estabilidad de los Sistemas de energía eléctrica. Adaptada de (Kundur et al., 2004).



2.1.1 Estabilidad de Pequeña Señal

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. La estabilidad de un sistema de potencia interconectado es la habilidad de un sistema en retornar a su estado normal o estable de operación luego de haber estado sometido a una perturbación. Por el contrario, la inestabilidad se refiere a una condición de pérdida de sincronismo. Las consideraciones de estabilidad han sido reconocidas como una parte esencial en la planeación de largo plazo de los sistemas de energía eléctrica. El estudio de la estabilidad de estado estable se refiere básicamente a la determinación de unos límites superiores de cargabilidad de las máquinas antes de la pérdida de sincronismo, siempre que la carga se incremente gradualmente.

La inestabilidad dinámica es más probable que la inestabilidad de estado estable. Las pequeñas perturbaciones están ocurriendo continuamente en un sistema de potencia que son lo suficientemente pequeñas como para no hacer que el sistema pierda sincronismo, pero excitan oscilaciones naturales en el sistema. Se dice que el sistema es dinámicamente estable si las oscilaciones no adquieren más de cierta amplitud y se desaparecen rápidamente. En un sistema dinámicamente inestable, la amplitud de las oscilaciones es grande y persisten por un tiempo.

La estabilidad de pequeña señal (o de pequeña perturbación) es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones como las variaciones en la carga o en los generadores. Si las oscilaciones en el sistema de potencia, causadas por pequeñas perturbaciones, pueden ser eliminadas de tal forma que las desviaciones de las variables de estado del sistema permanezcan pequeñas por un largo tiempo, el sistema de potencia es estable. De manera contraria, si la magnitud de la oscilación continúa aumentando o se sostiene de manera indefinida (marginalmente estable), el sistema de potencia es inestable.

Diferentes factores, como lo son las condiciones iniciales de operación del sistema, las conexiones eléctricas fuertes o débiles entre áreas y los diferentes elementos del sistema, las características dinámicas de los equipos de control, entre otros, afectan la estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico de potencia.

Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en la ausencia de reguladores automáticos de tensión la inestabilidad es dada por la falta de suficiente par sincronizante. Esto resulta en inestabilidad a través de un modo no oscilatorio, como se ve en la Figura 2-2.Con la actuación continua de los reguladores de voltaje, el problema de estabilidad de pequeña señal es garantizar el suficiente par amortiguador para las oscilaciones del sistema. La inestabilidad se presenta comúnmente en el aumento de la amplitud de la oscilación. La Figura 2-3 representa la respuesta natural de un generador con regulador automático de tensión.

Figura 2-2. Naturaleza de la respuesta de una pequeña perturbación con voltaje de campo constante. Adaptado de (Kundur, 1993).

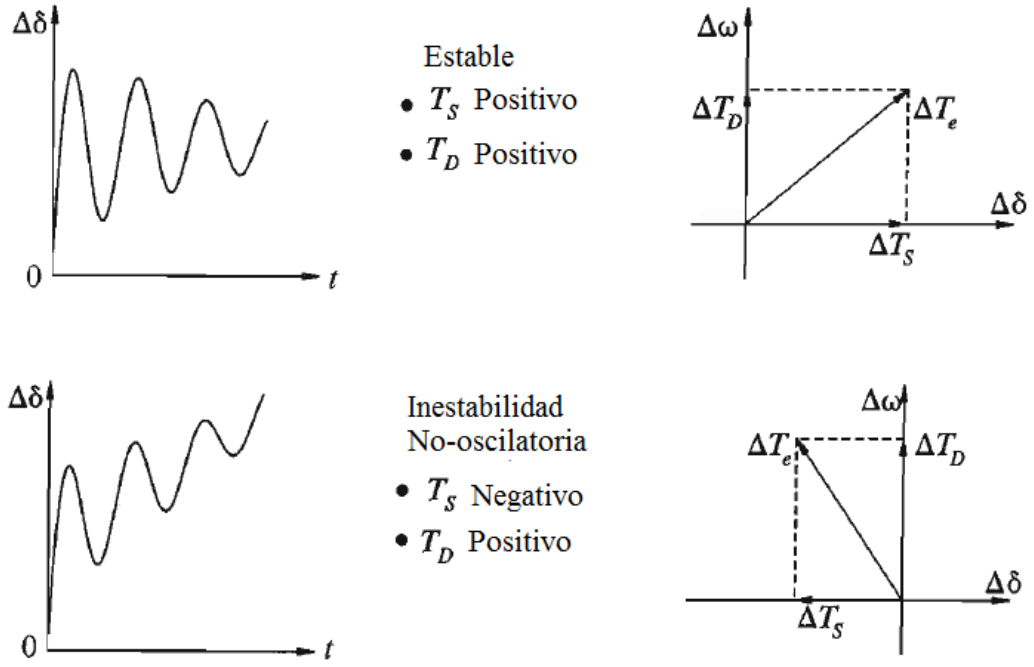
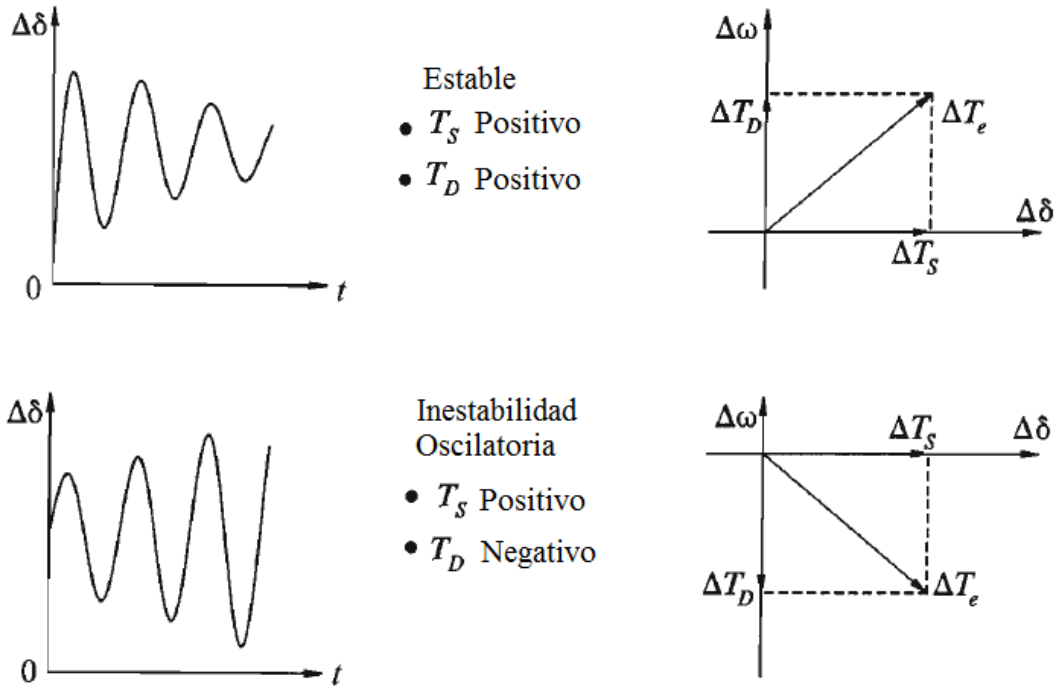


Figura 2-3. Naturaleza de la respuesta de una pequeña perturbación con control de excitatriz. Adaptado de (Kundur, 1993).



Físicamente la estabilidad del sistema de potencia se puede clasificar en dos grandes categorías: estabilidad angular (o estabilidad de ángulo de rotor) y estabilidad de tensión. La estabilidad angular o de ángulo de rotor puede ser definida como la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia para mantener su sincronismo. Este problema de estabilidad abarca las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de energía eléctrica. El principal problema es la forma en la cual la salida de potencia de las máquinas sincrónicas varía a medida que los rotores oscilan (Mondal, Chakrabarti, & Sengupta, 2014a).

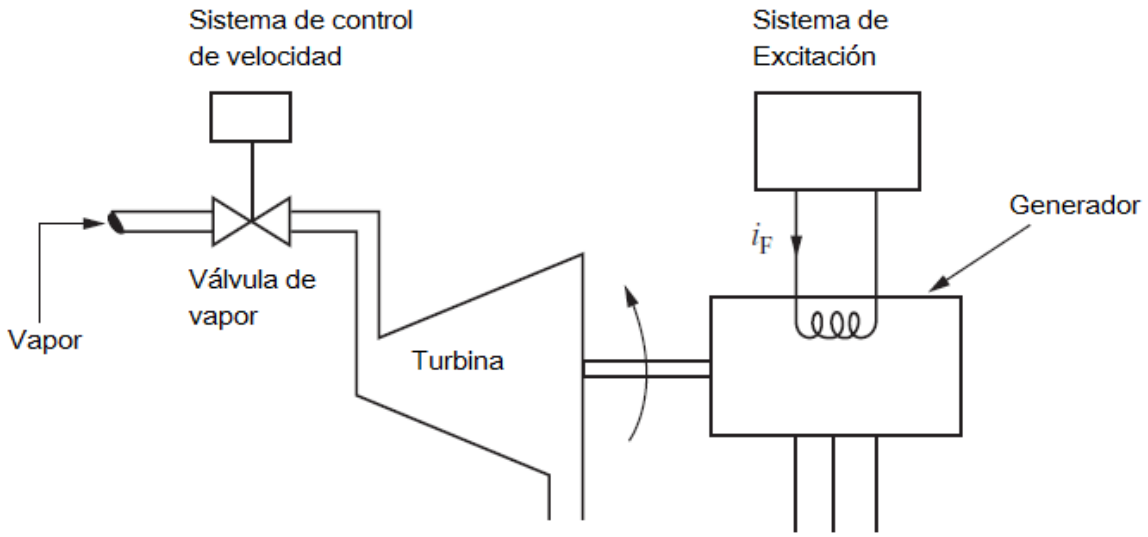
La categoría de estabilidad de ángulo puede ser considera en términos de dos principales categorías:

1. <u>Estado estable/dinámico:</u> esta forma de inestabilidad resulta de la inhabilidad de mantener sincronismo y/o amortiguar los transitorios del sistema y las oscilaciones causadas por cambios de pequeña señal como los continuos cambios en la carga o la generación.

2. Transitorias: esta forma de inestabilidad resulta de la inhabilidad de mantener el sincronismo luego de grandes perturbaciones como fallas en el sistema y/o desconexión de equipos.

En la Figura 2-4 se puede observar una unidad de generación la cual consiste en un generador sincrónico trifásico y un motor principal.

Figura 2-4. Unidad de generación. Adaptado de (Mondal et al., 2014a).



El movimiento del rotor del generador sincrónico está determinado por la segunda ley de Newton, que se da como (Anderson & Fouad, 1977):

$$J\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \qquad (1.1)$$

Donde:

J: momento de inercia total de las mases rodantes $[kg\ m^2]$

α_m: aceleración angular del rotor $[rad/s^2]$

T_m: Par mecánico $[N\ m]$

T_e: Par eléctrico $[N\ m]$

T_a: Par acelerante $[N\ m]$

La aceleración angular del rotor está dada por:

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} \qquad (1.2)$$

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m}{dt} \qquad (1.3)$$

Donde:
ω_m: Velocidad angular del rotor $[rad/s]$
θ_m: Posición angular del rotor $[rad]$

En estado estable, el par mecánico es igual al par eléctrico y el par acelerante es igual a cero. Sin aceleración la velocidad permanece constante. Cuando el par mecánico supera al par eléctrico, se obtiene un par acelerante positivo, lo que indica que la velocidad del rotor va en aumento. De manera contraria, cuando el par eléctrico supera al par mecánico el par acelerante es negativo demostrando que el rotor se está frenando.

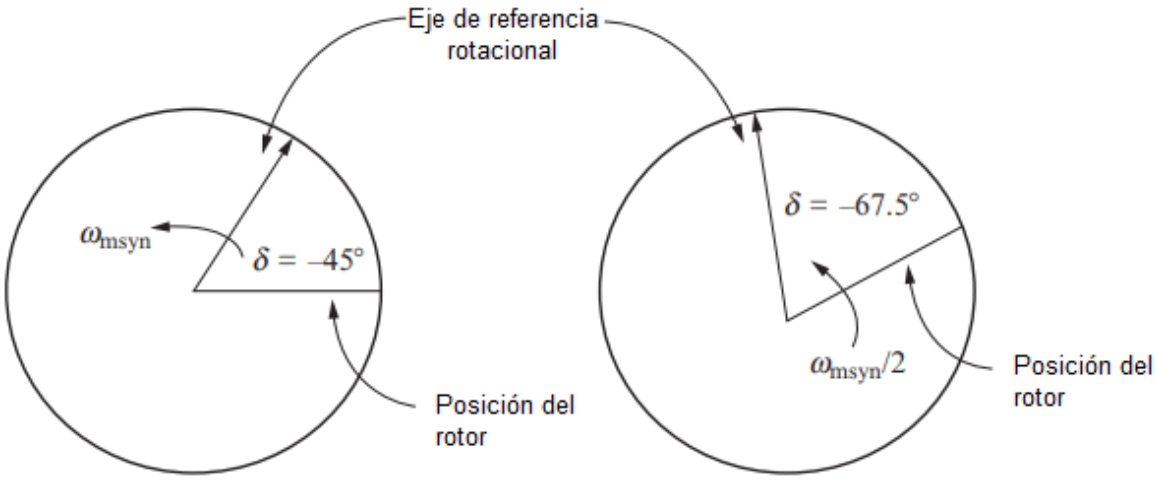
Es importante medir la posición angular del rotor con respecto al eje de rotación sincrónica en vez del eje estacionario:

$$\theta_m(t) = \omega_{msyn}t + \delta_m(t) \qquad (1.4)$$

Donde:
ω_{msyn}: Velocidad sincrónica angular del rotor $[rad/s]$
δ_m: Posición angular del rotor con respecto a la referencia de rotación sincrónica.

En la Figura 2-5 se muestra un ejemplo donde el rotor gira a la mitad de la velocidad sincrónica angular, tal que el tiempo que tarda el eje de referencia en girar 45°, el rotor solo logra girar 22.5°, y la posición angular del rotor con referencia al eje de rotación cambia de -45° a -67.5°.

Figura 2-5. Eje de referencia rotacional sincrónico. Adaptado de (Mondal et al., 2014a)..



Reemplazando (1.2) y (1.4) en (1.1):

$$J\alpha_m(t) = J\frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = J\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \qquad (1.5)$$

La potencia es igual a la velocidad angular por el par, y dividido S_{rated} se obtiene en por unidad [p.u.]

$$\frac{J\omega_m}{S_{rated}}\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{\omega_m T_m(t) - \omega_m T_e(t)}{S_{rated}} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{rated}} = P_{m_{pu}}(t) - P_{e_{pu}}(t) \qquad (1.6)$$

Donde:

$P_{m_{pu}}(t)$: Potencia mecánica suministrada por el motor primario (menos pérdidas) [p.u.]

$P_{e_{pu}}(t)$: Potencia eléctrica saliente del generador más las pérdidas eléctricas [p.u.]

S_{rated}: Voltios-amperaje del generador.

Se define una nueva constante llamada constante de inercia (H).

$$H = \frac{energía\ cinética\ almacenada\ a\ velocidad\ sincrónica}{Voltios - amperaje\ del\ generador} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{msyn}^2}{S_{rated}}\left[\frac{J}{VA}\right] \quad (1.7)$$

Reemplazando (1.7) en (1.6):

$$2H\frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}^2}\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m_{pu}}(t) - P_{e_{pu}}(t) = P_{a_{pu}}(t) \qquad (1.8)$$

Donde:

$P_{a_{pu}}(t)$: Potencia acelerante [p.u.]

Se define la velocidad angular del rotor por unidad como:

$$\omega_{pu}(t) = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \qquad (1.9)$$

Reemplazando (1.9) en (1.8):

$$2H\frac{\omega_{pu}(t)}{\omega_{msyn}}\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m_{pu}}(t) - P_{e_{pu}}(t) = P_{a_{pu}}(t) \qquad (1.10)$$

Cuando un generador sincrónico tiene *P* polos, la velocidad eléctrica angular sincrónica ω_{syn} se conoce como la frecuencia sincrónica de radianes eléctricos. Estas dos variables se relacionan así:

$$\omega_{syn} = \frac{P}{2}\omega_{msyn} \qquad (1.11)$$

La relación que se muestra en la ecuación (1.11) también es válida para la aceleración angular eléctrica $\alpha(t)$, la frecuencia de radianes eléctricos $\omega_r(t)$ y los valores del ángulo de potencia eléctrica $\delta(t)$:

$$\alpha(t) = \frac{P}{2}\alpha_m(t), \;\; \omega_r(t) = \frac{P}{2}\omega_m(t), \;\; \delta(t) = \frac{P}{2}\delta_m(t) \qquad (1.12)$$

Reemplazando (1.12) en (1.9):

$$\omega_{pu}(t) = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} = \frac{\frac{2}{P}\,\omega_r(t)}{\frac{2}{P}\,\omega_{syn}} = \frac{\omega_r\,(t)}{\omega_{syn}} \qquad (1.13)$$

Reemplazando (1.13) en (1.10):

$$\frac{2H}{\omega_{syn}}\,\omega_{pu}(t)\,\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m_{pu}}(t) - P_{e_{pu}}(t) = P_{a_{pu}}(t) \quad (1.14)$$

La Ecuación (1.14) representa la ecuación de movimiento de una máquina sincrónica. Simboliza la oscilación en el ángulo del rotor durante perturbaciones.

La ecuación (1.14) es no linear porque $P_{e_{pu}}(t)$ es una función no linear del ángulo del rotor. La velocidad del rotor no varía demasiado de la velocidad sincrónica durante los fenómenos transitorios, por lo que $\omega_{pu}(t) \approx 1.0$. Adicionalmente, se define a variable $M = \frac{2H}{\omega_{syn}}$, por lo tanto (1.14) se reduce a:

$$M\,\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = T_m - T_e \qquad (1.15)$$

La estabilidad de tensión se puede definir como la habilidad de un sistema para mantener estables las tensiones en todas las barras luego de una contingencia o una perturbación en el sistema. Un sistema pasa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, de aumento o disminución de demanda de carga, o un cambio en las condiciones del sistema causan una caída de tensión progresiva e incontrolable. El principal factor que ocasiona inestabilidad es la inhabilidad del sistema de potencia para satisfacer la demanda de flujo de energía activa y reactiva a través de la red de transmisión (Mondal et al., 2014a).

Un sistema de potencia, en un punto de operación dado, tiene estabilidad de pequeña señal de tensión si, luego de una pequeña perturbación, la tensión cercana a las cargas

no cambia o se mantiene cerca al valor antes de la perturbación. El concepto de estabilidad de pequeña señal de tensión está relacionado a la estabilidad de estado estable y puede ser analizado usando un modelo del sistema (linealizado) de pequeña señal.

El mecanismo por medio del cual las máquinas sincrónicas interconectadas mantienen su sincronismo con las otras es mediante las fuerzas restaurativas las cuales actúan cuando hay fuerzas que tratan de acelerar o desacelerar una o más máquinas sincrónicas. Cuando se presenta una perturbación en el sistema que hace que una máquina gire más rápido que otra, avanzará la posición angular del rotor de la máquina más rápida con respecto al rotor de la máquina más lenta. Esta diferencia angular resultante transfiere parte de la carga desde la máquina más lenta a la más rápida, dependiendo de la relación de ángulo-potencia. Esto tiende a disminuir la diferencia de velocidad y la separación angular. Al sobrepasarse cierto límite, un aumento en la separación angular viene acompañada por un decremento en la transferencia de potencia; este aumento en la separación angular lleva a una inestabilidad.

La naturaleza de la respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones depende de muchos factores como las condiciones previas a la perturbación, la fortaleza del sistema de potencia, el tipo de excitatrices de los generadores y el par eléctrico. El cambio resultante en el par eléctrico luego de una perturbación en el sistema de potencia se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Delta T_e = T_s \Delta\delta + T_d \Delta\omega \qquad (1.16)$$

Donde:

$T_s \Delta\delta$: Troque sincronizante (cambio de par en fase con la variación del ángulo del rotor $\Delta\delta$)

$T_d \Delta\omega$: Par amortiguador (par en fase con la variación de velocidad $\Delta\omega$).

Cuando una máquina sincrónica pierde sincronismo con el resto del sistema, su rotor corre a una velocidad diferente a la requerida para generar tensión. La estabilidad de un sistema depende de la existencia de tanto el par sincronizante como el par amortiguador. La falta de un suficiente par sincronizante resulta en inestabilidad a través de un flujo aperiódica

en el ángulo del rotor. La falta de suficiente par amortiguador resulta en inestabilidad oscilatoria.

2.1.2 Modos de Oscilación

Un modo normal de un sistema oscilatorio es la frecuencia a la cual la estructura deformable oscilará al ser perturbada. Los modos normales son también llamados frecuencias naturales o frecuencias resonantes. Para cada estructura existe un conjunto de estas frecuencias que es único (Hernández-Morales et al., 2014).

En los sistemas de energía eléctrica se tienen los siguientes modos de oscilación (Kundur, 1993; Sauer & Pai, 1998):

(i) Modo Inter-área: los cuales están asociados con el movimiento de muchas máquinas en una parte del sistema en contra de las máquinas en otras partes o áreas. Son causadas por dos o más grupos de máquinas estrechamente acopladas que están interconectadas por lazos débiles. El rango de frecuencia de oscilación típico es menor a 1 Hz

Incluye modos de muy baja frecuencia (0.1 Hz a 0.3 Hz), con el sistema dividido en dos áreas, los generadores de un área oscilan contra los generadores de otra. Con igual frecuencia desfasados 180°

También modos de frecuencia mayor (0.4 Hz a 0.7 Hz), los cuales involucran un subgrupo de generadores oscilando contra otro grupo de generadores

(ii) Modos Locales: los cuales están asociados con el movimiento de unidades generadoras con respecto al resto del sistema de potencia. El rango de frecuencia de oscilación típico es de 1 – 3 Hz. El término *local* es usado porque la oscilación se localiza en una estación o pequeña parte del sistema de potencia

(iii) Modo Inter-planta: Entre unidades dentro de una misma planta, su frecuencia está en el rango de 1.5 Hz a 3 Hz

(iv) Modo de Control: Asociados con los controles de los generadores, debido a una inadecuada sintonización de los sistemas de control. Cuando no se tienen los ajustes adecuados en los sistemas de excitación y los reguladores de velocidad, los convertidores HVDC (*High-voltage Direct* Current) y los compensadores estáticos de vares SVC's (*Static Var Compensation*) se generan estos modos

(v) Modos Torsionales: Estos modos están asociados con la interacción de los modos de control con la dinámica del sistema eje-turbina-generador. Pueden ser causados por condiciones de resonancia entre las líneas de alto voltaje compensadas con capacitores serie y los modos mecánicos de los ejes rotacionales. Su rango de frecuencia típico es de 10 Hz a 46 Hz.

2.2 Energías Renovables

Se puede usar directamente la energía del sol para calentar y generar energía térmica o energía fotovoltaica con la radiación. Adicionalmente, el sol influye en la dinámica de los vientos con el cual se puede generar energía eólica. Los vientos y el calor del sol permiten la evaporación del agua, la cual se condensa en las nubes y luego se vuelve lluvia o nieve y fluye hacia la tierra nuevamente en los ríos o corrientes de agua las cuales pueden ser aprovechadas para generar energía hidroeléctrica. Gracias a la lluvia, la nieve y el sol las plantas pueden crecer, y la materia orgánica de las plantas, la biomasa, se usa para generar bioenergía.

No todas las fuentes de energía renovable provienen del sol. La energía geotérmica deriva del calor interno de la tierra, la energía de las olas oceánicas (mareomotriz) se derivan de la fuerza gravitacional de la luna y del sol sobre la tierra, entre otros (Badii, Guillen, & Abreu, 2016).

Para este trabajo se toman como fuentes de energía renovables no convencionales la solar y la eólica ya que son las dos tecnologías que más han aumentado su capacidad instalada a nivel mundial gracias a la disminución en los costos de estas tecnologías (ver Figura 2-6 y Figura 2-7) (IEA, 2019).

Figura 2-6. Comportamiento del costo de las energías desde 2009 hasta el 2017. Tomado de (Lazard, 2017).

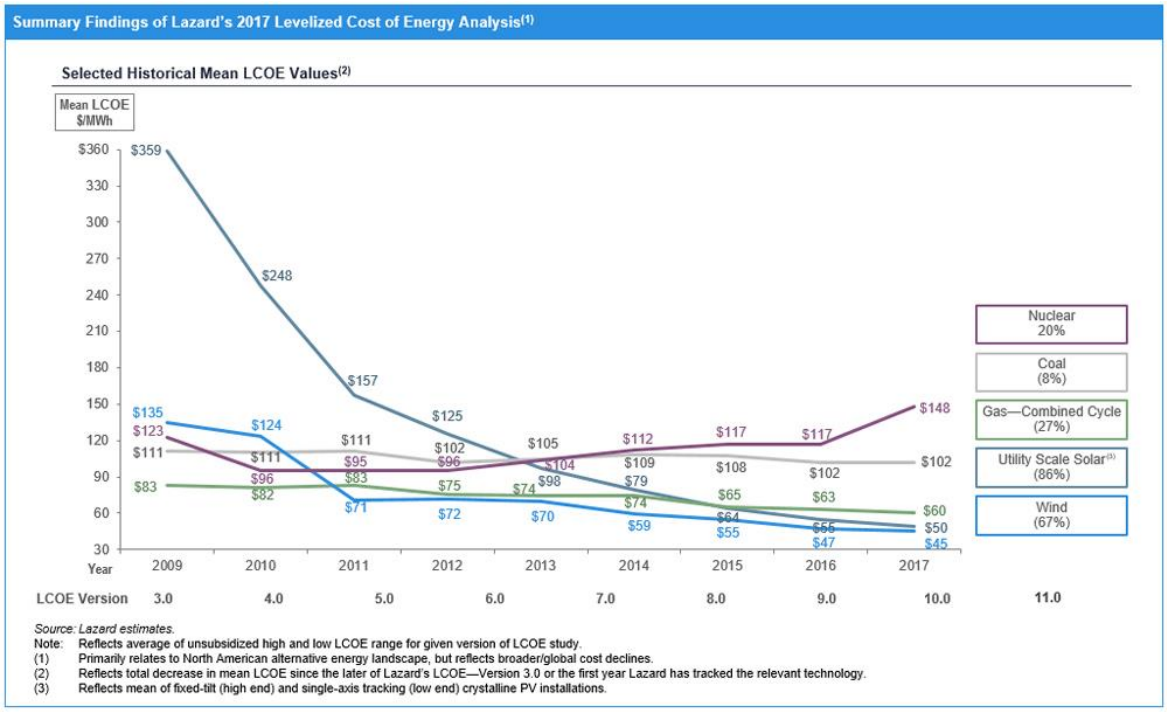
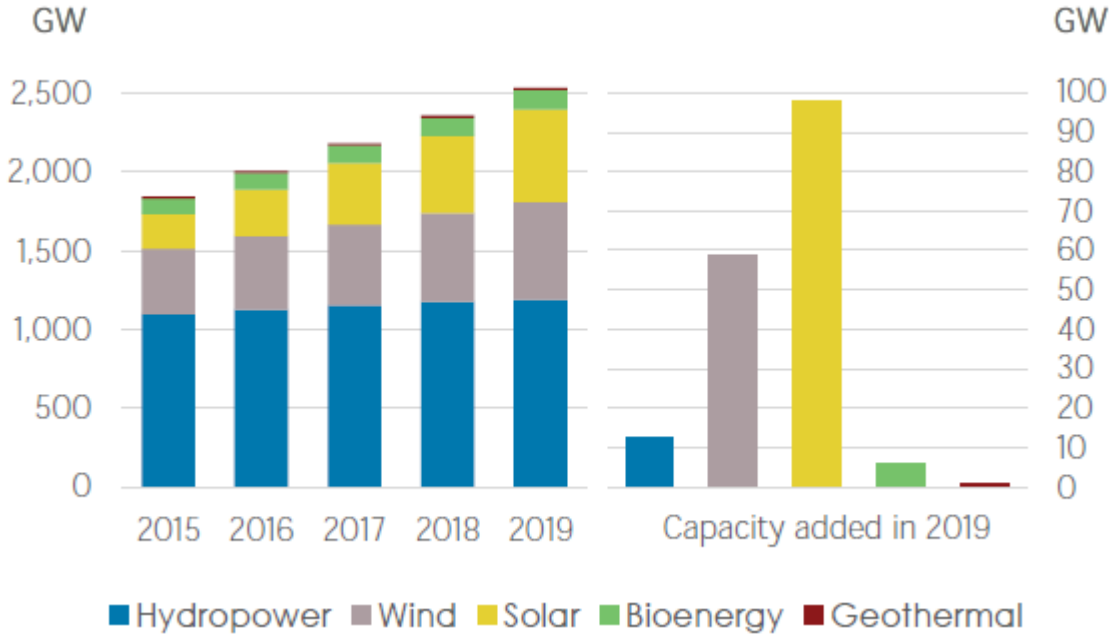


Figura 2-7. Crecimiento de la capacidad instalada de las fuentes renovables. Tomado de (IRENA, 2020).



2.2.1 Energía Solar Fotovoltaica

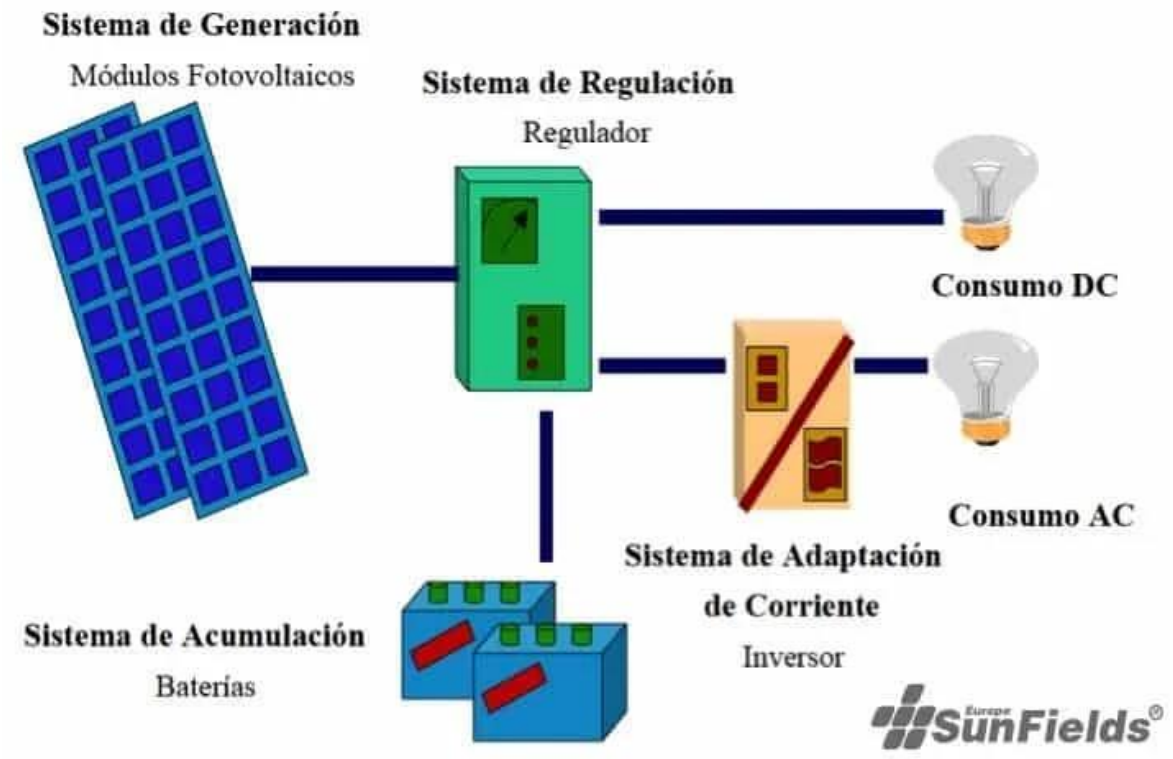
La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación del sol en electricidad. Esta conversión se realiza a través de la célula solar, unidad básica en la que se produce el efecto fotovoltaico (Abella, 2005). Cada panel solar tiene cientos de pequeñas celdas fotovoltaicas que generan un potencial eléctrico individual, que al juntarlas en serie o paralelo se obtienen mayores corrientes o tensiones. El voltaje y la corriente producidos por un panel solar son directamente proporcionales al área de captación y a la irradiancia incidente (Castillo Meraz, Martínez Montejano, Delgado Aranda, & Campos Cantón, 2013).

La principal diferencia de los generadores fotovoltaicos con el resto de los generadores renovables es que únicamente producen energía durante el día mientras reciben la luz del sol, y la energía que producen es directamente proporcional a la radiación solar que reciben. Si se requiere energía en la noche, es necesario contar con baterías de almacenamiento para guardar la energía generada durante el día.

En general, tal como se puede ver en la Figura 2-8, un sistema fotovoltaico está conformado por:

- Sistema de generación o módulos fotovoltaicos que transforman la energía del sol en energía eléctrica. Pueden ser paneles con tecnología monocristalina o policristalina
- Batería de acumulación para tener energía en los momentos que no se cuente con radiación social
- Sistema de regulación el cual se encarga de controlar la carga y descarga de la batería y también regula la corriente que se entrega a las cargas
- Inversor para adecuar las señales convirtiendo la energía de corriente directa (*DC* – por sus siglas en inglés) a corriente alterna (*AC* – por sus siglas en inglés))
- Consumo

Figura 2-8. Sistema Fotovoltaico. Tomado de (Alonso Lorenzo, 2015)



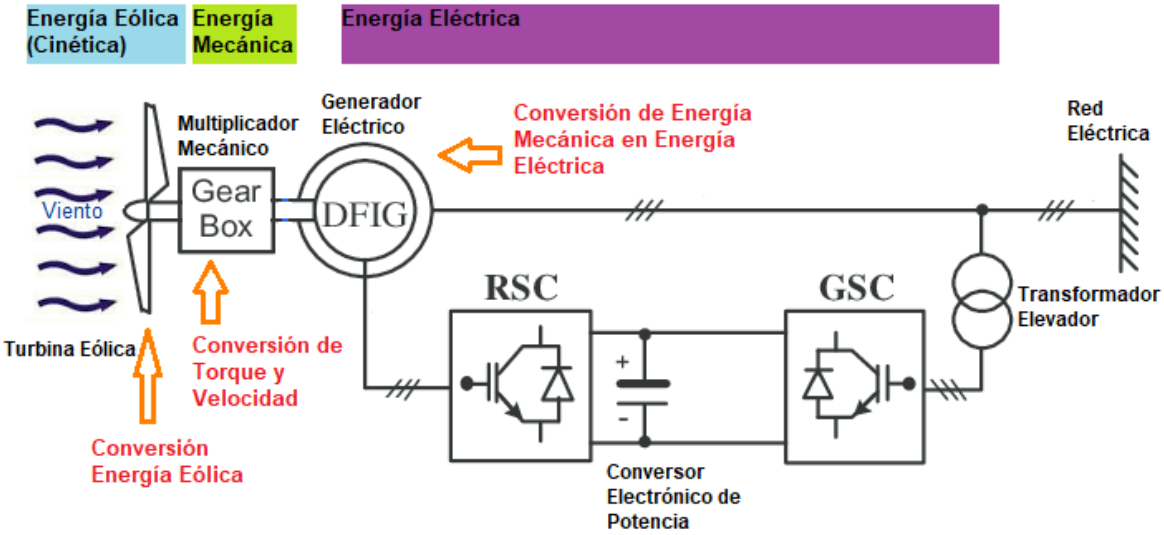
2.2.2 Energía Eólica

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático (Aguirre, 2009). La energía eólica se obtiene del viento convirtiendo la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica. Para esto se hace uso de los aerogeneradores los cuales convierten la energía cinética en mecánica y luego una turbina convierte esta energía mecánica en energía eléctrica.

La energía eólica funciona bajo el principio físico de la ecuación de flujo de Bernoulli que trata de la conservación de la masa de un fluido (aire) a través de dos secciones transversales de área A1 y A2 respectivamente (Ackermann, 2005). La velocidad del viento es más impredecible que la radiación solar. Es decir, se sabe que la mayoría de los días en un año hay sol en determinadas regiones y en promedio unas 4 o 5 horas de irradiancia constante al día. Sin embargo, la velocidad del viento puede variar instantáneamente o incluso cambiar de dirección.

Como se observa en la Figura 2-9, la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica por medio de la turbina eólica moviendo un generador mecánico y se realiza la conversión de torque y velocidad con el generador eléctrico logrando convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Esta energía eléctrica pasa por un conversor electrónico y de potencia eléctrica para luego elevarse los valores de tensión en el transformador elevador y entregar la potencia generada a la red eléctrica o la carga que se tenga (Donoso, 2011).

Figura 2-9. Diagrama de flujo de un Aerogenerador. Elaboración propia basado en (Donoso, 2011; Restrepo, Viola, & Quizhpi, 2015)



En la Figura 2-8 y la Figura 2-9 se observa que antes del consumo de corriente directa o la conexión a la red eléctrica se tiene un inversor o conversor electrónico de potencia para pasar la corriente directa a corriente alterna. Es por esto por lo que, tanto los generadores solares como eólicos, son tecnologías basadas en inversores.

2.2.3 Tecnologías Basadas en Inversores

Una gran variedad de tecnologías para las turbinas eólicas se usa en la actualidad. Las tecnologías varían en costo, complejidad, eficiencia en la extracción de energía del viento, y equipo usado. Una turbina eólica típica tiene un conjunto de una pala o aspa con un rotor de eje para extraer la energía del viento, un tren de engranajes para aumentar la velocidad del eje en el rotor que gira lentamente a las velocidades más altas necesarias para conducir el generador, y un generador de inducción como un dispositivo electromecánico de

conversión de energía. Los conversores electrónicos de potencia se utilizan para regular la salida de potencia activa y reactiva de la turbina (Singh & Santoso, 2008).

Las turbinas eólicas pueden ser clasificadas, según (Behnke Bew et al., 2007), en cuatro tipos básicos (ver Figura 2-10):

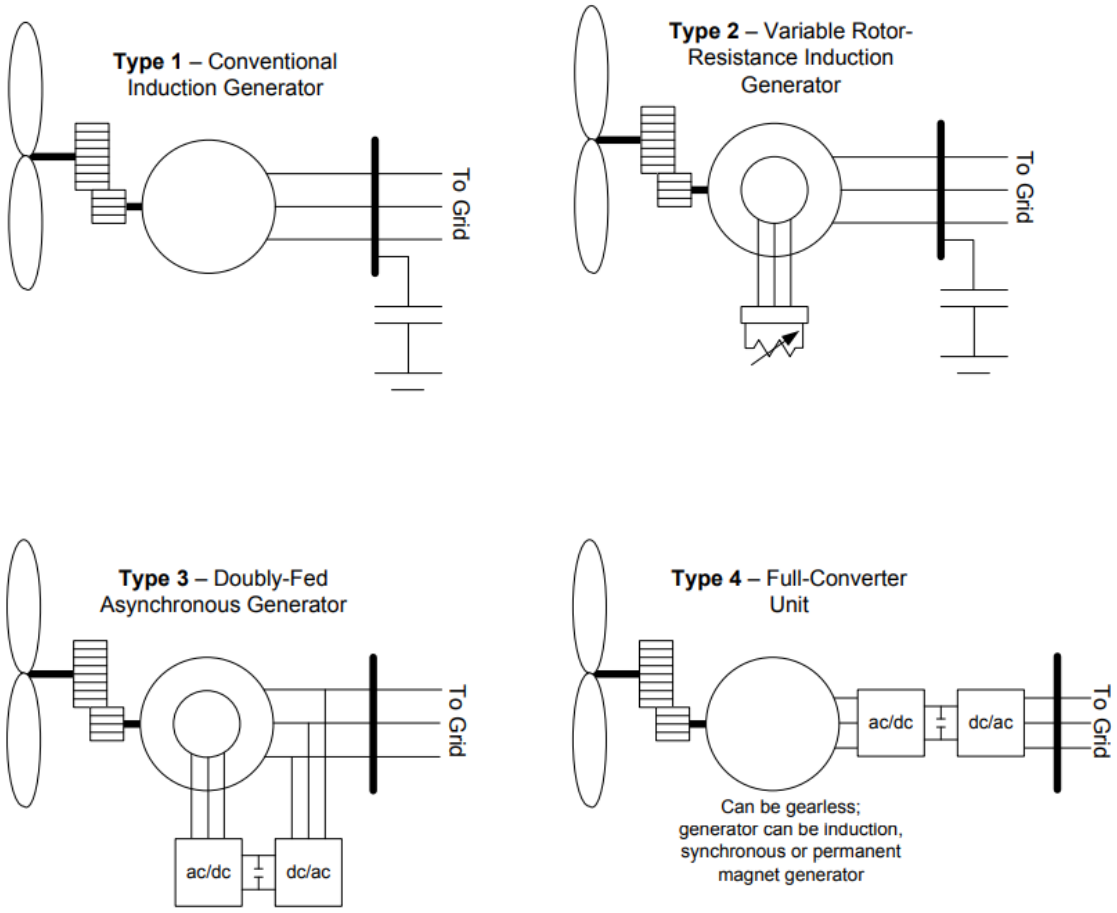
- Tipo 1 – aerogeneradores de velocidad fija: Las turbinas eólicas de velocidad fija son las turbinas eólicas a escala de servicio público más básicas en funcionamiento. Funcionan con muy poca variación en la velocidad del rotor de la turbina y emplean máquinas de inducción de jaula de ardilla conectadas directamente a la red

- Tipo 2 – aerogeneradores de deslizamiento variable: Las turbinas eólicas de velocidad variable están diseñadas para operar a una amplia gama de velocidades del rotor. Los controles de velocidad y potencia permiten que estas turbinas extraigan más energía del viento que las turbinas de velocidad fija. Una parte de la potencia se pierde como calor en la resistencia del rotor

- Tipo 3 – aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado: Estas turbinas solucionan el problema de pérdidas en el rotor mediante el uso de un convertidor de AC/DC/AC en el circuito del rotor para recuperar la potencia de deslizamiento. El control del vector de flujo de las corrientes del rotor permite desacoplar la salida de potencia activa y reactiva, así como la extracción de energía eólica maximizada y la reducción de tensiones mecánicas

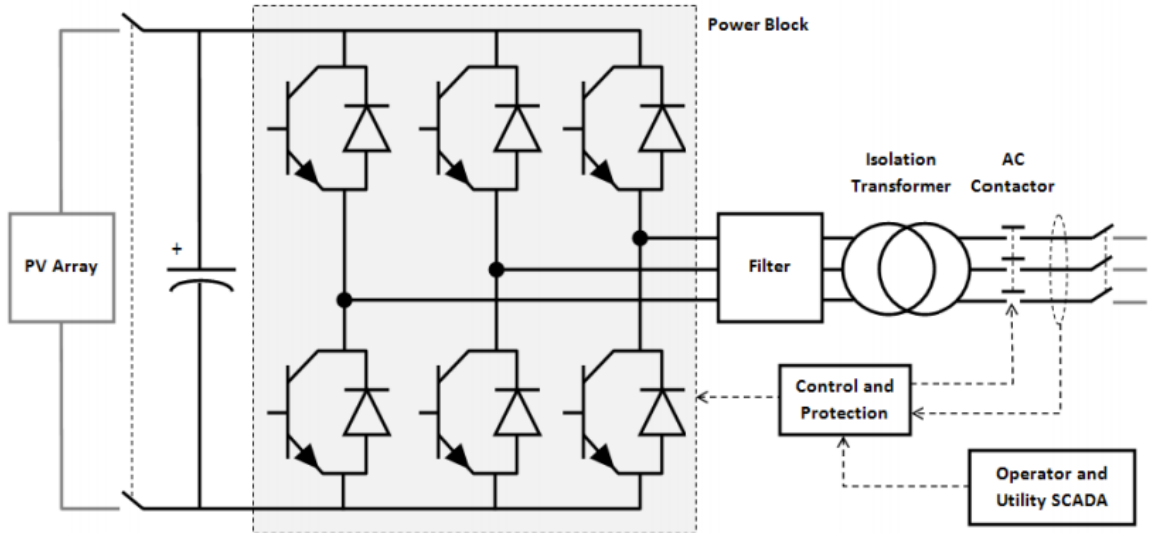
- Tipo 4 – turbinas eólicas con convertidor completo: En las turbinas de convertidor completo, un único convertidor de AC/DC/AC es la única ruta de flujo de energía desde la turbina eólica a la red. No hay conexión directa a la red. Estas turbinas pueden emplear generadores sincrónicos o de inducción y ofrecen control independiente de potencia activa y reactiva.

Figura 2-10. Tecnologías dominantes de aerogeneradores. Tomado de (NERC, 2018).



Los generadores solares se conectan a la red mediante un conversor de fuente de tensión. Consisten en arreglos PV conectados a una barra de corriente directa (DC) e inversor que interactúa con el sistema eléctrico de potencia. También se incluyen filtros, un transformador elevador y otros dispositivos de conmutación y protección como se puede ver en la Figura 2-11 (NERC, 2018).

Figura 2-11. Diagrama de una línea de una planta solar fotovoltaica. Tomado de (NERC, 2018).



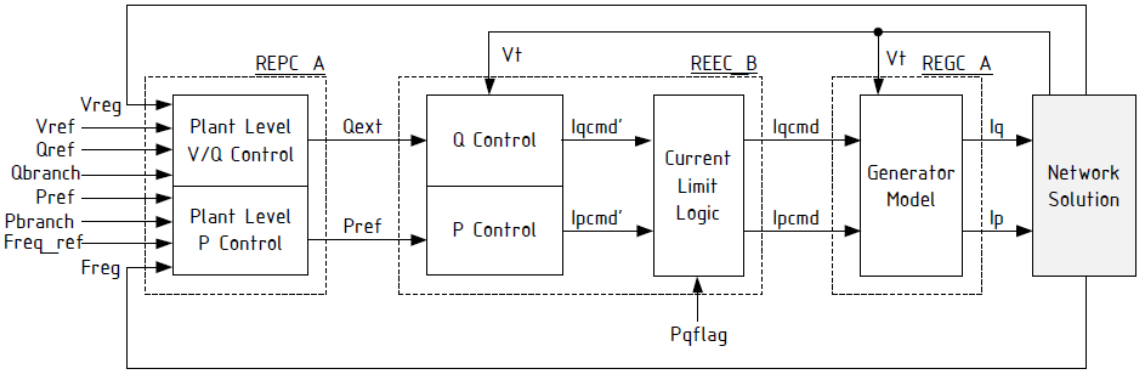
2.3 Modelos Utilizados

En esta sección se detallan los modelos implementados en este trabajo para representar los generadores eólicos y solares con sus inversores. Los modelos utilizados son los desarrollados por WECC.

2.3.1 Modelo WECC – Plantas Solares y Eólicas:

La estructura general del modelo se muestra en la Figura 2-12. Consiste en un modelo del generador (REGC_A) para proveer las inyecciones de corriente en la red, un modelo de control eléctrico (REEC_B) para el control local de potencia activa y potencia reactiva, y un modelo de control de planta opcional (REPC_A) para permitir el control a nivel de planta de potencia activa y potencia reactiva (Lammert, David, et al., 2016; NERC, 2017; WECC Renewable Energy Modeling Task Force September, 2012).

Figura 2-12. Estructura general del modelo para el sistema fotovoltaico. Tomado de (WECC Renewable Energy Modeling Task Force September, 2012).



2.3.2 Modelos de los Subsistemas

A continuación, se detalla un poco de la aplicación de los subsistemas mostrados en la Figura 2-12.

I. **<u>Inyección de corriente:</u>** Incluido en el modelo REGC_A (ver Figura 2-13)

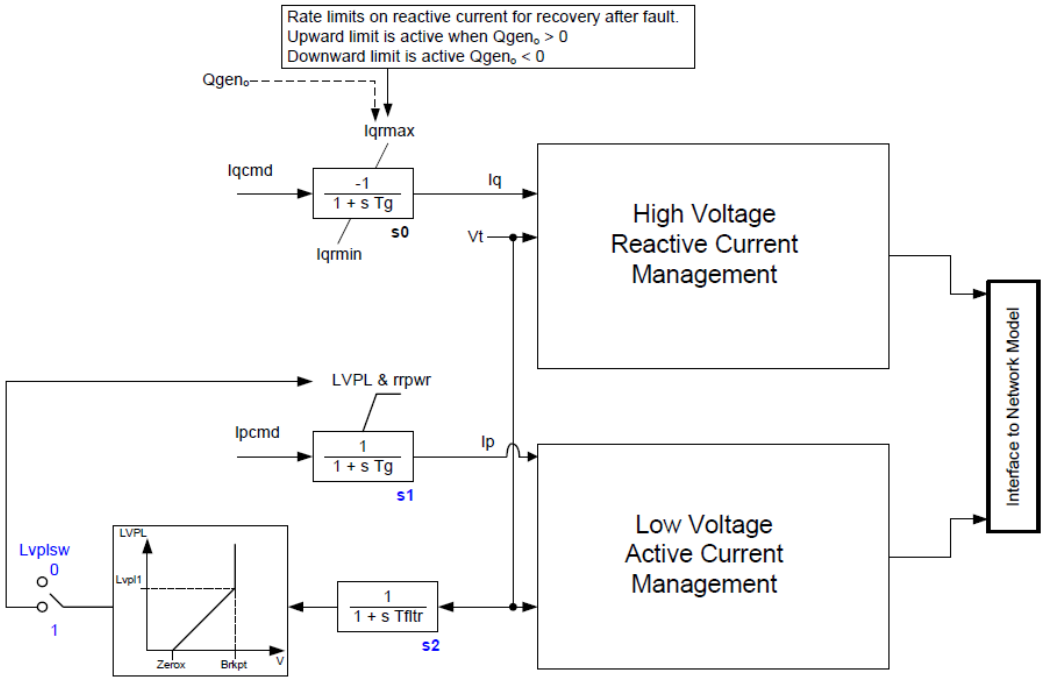
El modelo debe incorporar un regulador de corriente de alto ancho de banda que inyecta componentes reales y reactivos de la corriente del inversor (ip, iq) en la red externa durante la solución de red en respuesta a comandos de corriente real y reactiva. La inyección de corriente debe incluir:

a) Gestión de corriente reactiva configurable por el usuario durante eventos de alta tensión en la barra terminal del generador (inversor)

b) Gestión activa de corriente durante eventos de baja tensión para aproximar la respuesta de los controles PLL (*Phase Locked Loop Control*) del inversor durante caídas de tensión

c) Lógica de potencia durante eventos de bajas tensiones para permitir una respuesta controlada de corriente activa durante e inmediatamente después de caídas de tensión.

Figura 2-13. Modelo del Conversor. Tomada de (EPRI, 2014).



II. **<u>Control local de Potencia Activa:</u>** Incluido en el modelo REEC_B (ver Figura 2-14)

El subsistema del control de potencia activa debe entregar el comando de corriente activa al modelo de inyección de corriente (ver numeral I). El comando de corriente activa (ip) debe estar sujeto a los límites de la corriente, y el usuario podrá definir la prioridad entre corriente activa o corriente reactiva.

El comando de la corriente activa debe venir de una consigna de referencia de potencia activa y la tensión en terminales del inversor. La referencia de potencia activa es la potencia activa inicial.

III. **<u>Control local de Potencia Reactiva:</u>** Incluido en el modelo REEC_B (ver Figura 2-14)

El subsistema de control de potencia reactiva debe proveer el comando de corriente reactiva al modelo de inyección de corriente (ver numeral I). El comando de corriente

reactiva (iq) debe estar sujeto a los límites de la corriente, y el usuario podrá definir la prioridad entre corriente activa o corriente reactiva.

Los siguientes modos de control de potencia reactiva deben poder ser configurables:

- Factor de potencia constante
- Potencia reactiva constante

La opción de procesar el comando de potencia reactiva a través de un conjunto de reguladores PI en cascada para potencia reactiva local y control de tensión en terminales, o evitar los dos reguladores y directamente generar un comando de corriente reactiva de la tensión en terminales del inversor. Adicionalmente, se debe proporcionar una respuesta de corriente reactiva complementaria de acción rápida a tensiones anormalmente (altas o bajas).

Figura 2-14. Modelo REEC_B. Tomado de (EPRI, 2014).

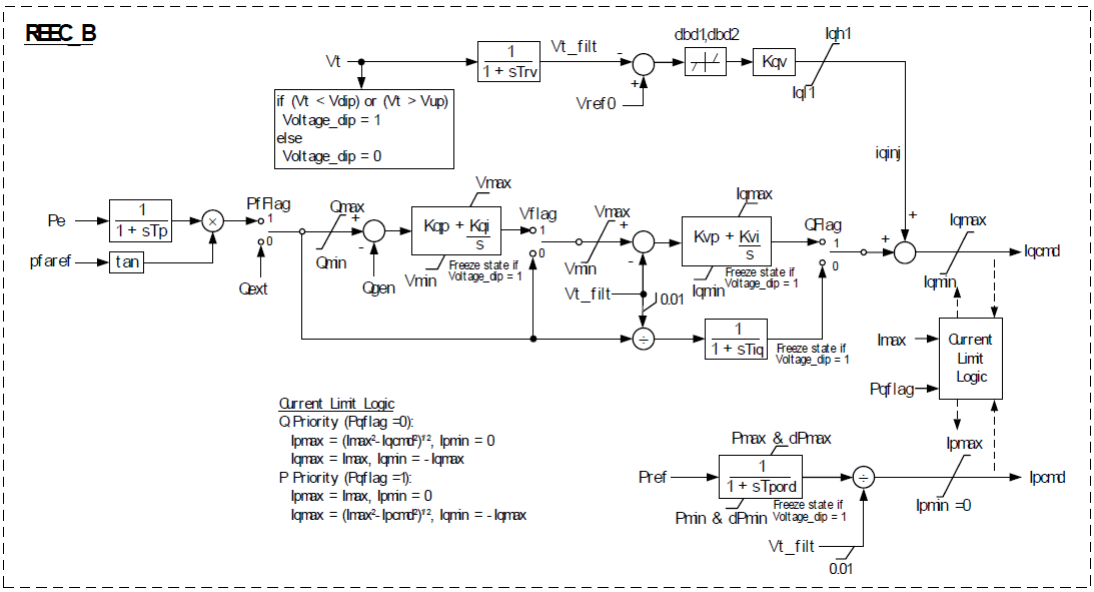


Tabla 2-1. Modos de control de potencia reactiva para el modelo REEC (EPRI, 2014).

Control Mode	PfFlag	VFlag	QFlag
Local constant Q control	0	0 or 1	0
Local constant power factor (pf) contorl	1	0 or 1	0
Local voltage control	0	0	1
Local coordinated Q/V control	0	1	1

IV. **Control a Nivel de Planta de Potencia Activa y Potencia Reactiva:** Incluido en el modelo REPC_A. (ver Figura 2-15)

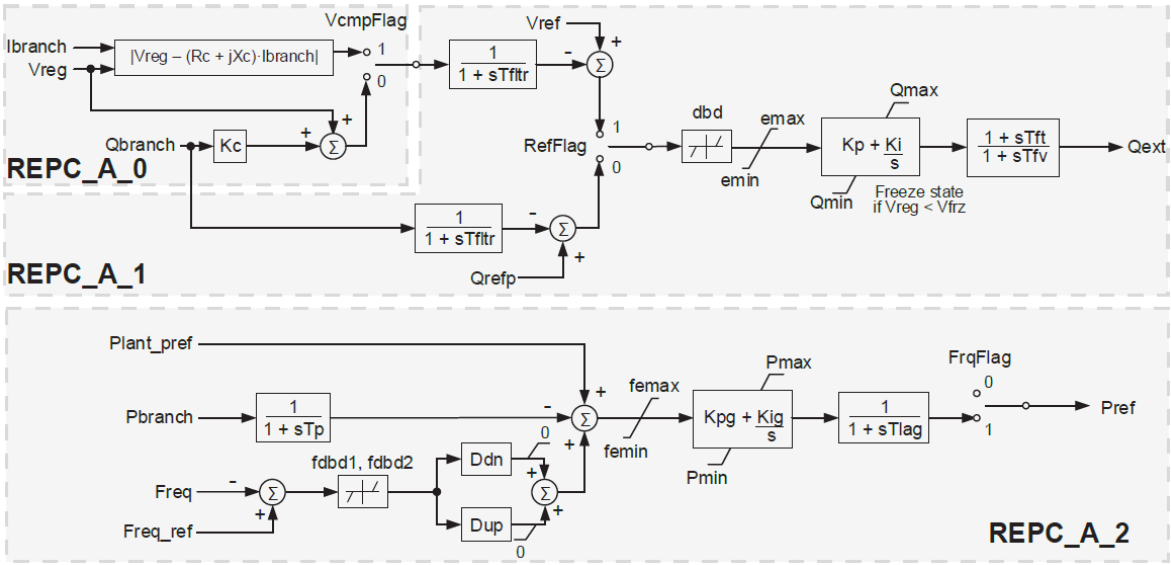
El modelo de control de planta es un modelo opcional usado cuando el control a nivel de planta de potencia activa y/o potencia reactiva es requerido. El modelo debe incorporar lo siguiente:

a) Lazo cerrado de regulación de tensión en la barra deseada. La señal de retroalimentación de voltaje debe tener compensación de caída de línea de provisiones, respuesta de caída de tensión y una banda muerta configurable por el usuario en la señal de error de tensión.

b) Lazo cerrado de la regulación de potencia reactiva en una rama determinada por el usuario con una banda muerta configurable en la señal de error de potencia reactiva.

c) Una señal de respuesta del gobernador a nivel de planta derivada de la desviación de frecuencia en una barra definida por el usuario. La respuesta de la caída de la frecuencia se aplicará al flujo de potencia activa en la rama configurada por el usuario. El control de la caída de la frecuencia debe ser capaz de activarse tanto para condiciones de sobrefrecuencia como de subfrecuencia. La desviación de la frecuencia estará sujeta a un estatismo y una banda muerta configurada.

Figura 2-15. Modelo REPC. Tomado de (Lammert, Ospina, Pourbeik, Fetzer, & Braun, 2016).



En resumen, en este capítulo se vieron conceptos básicos e importantes sobre la estabilidad en los sistemas de energía eléctrica, y más específicamente la estabilidad de pequeña señal asociadas a pequeñas perturbaciones. Adicionalmente, se habló de las energías renovables en especial de la solar y eólica que son las que mayor incorporación están teniendo en los sistemas de energía eléctrica a nivel mundial. Para estas energías se expusieron los modelos de simulación a utilizar en el desarrollo de este trabajo para representar los inversores utilizados para transformar la potencia DC de los generadores eólicos y solares a potencia AC y así poderse conectar a los sistemas de energía eléctrica tradicionales.

En el siguiente capítulo se entra más en el detalle del análisis de la estabilidad de pequeña señal con el enfoque de los sistemas de energía eléctrica. Se ven diferentes metodologías y estrategias de análisis para posteriormente ser aplicadas en un caso de estudio.

3. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal

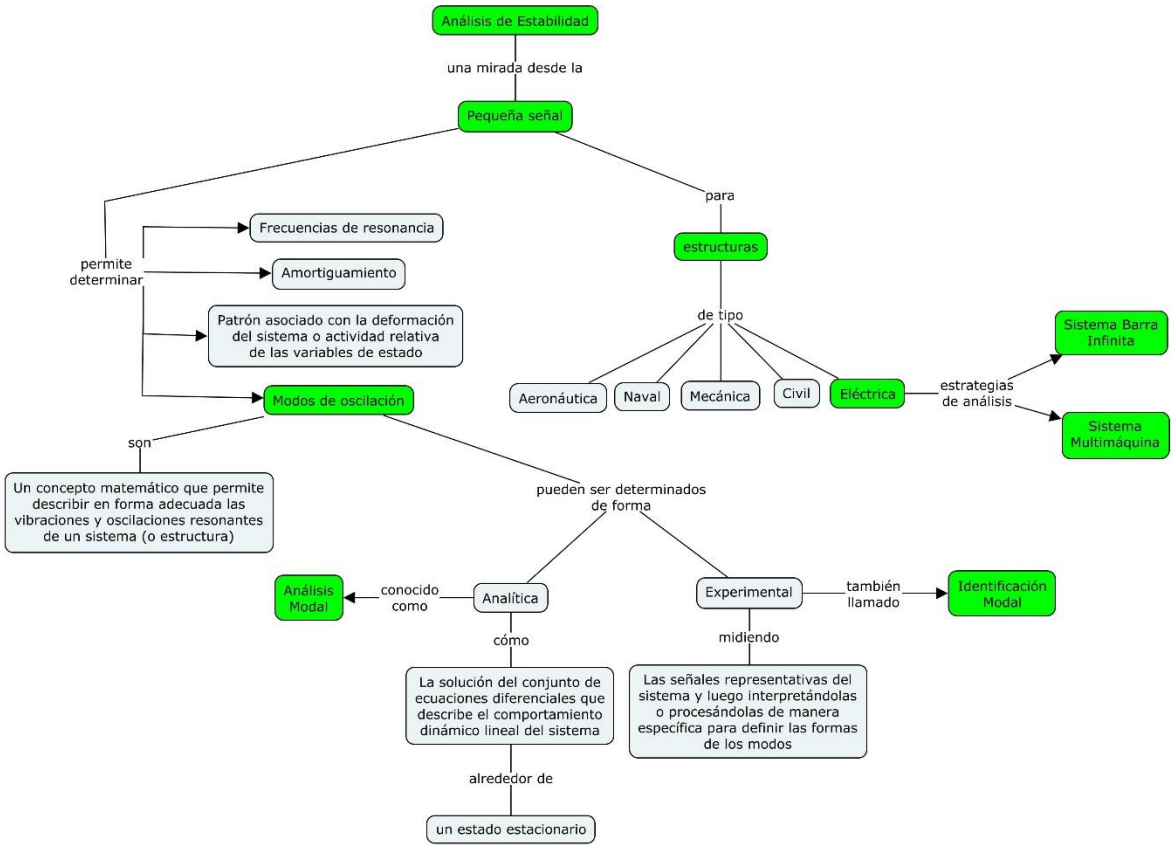
En el capítulo anterior se expusieron conceptos generales de la estabilidad en sistemas de energía eléctrica, así como los modelos y definiciones de las energías renovables no convencionales tales como la eólica y solar. En este capítulo se darán a conocer conceptos, metodologías y estrategias de análisis de estabilidad de pequeña señal en los sistemas desde la óptica de los sistemas de energía eléctrica.

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad de un sistema de potencia para mantener su sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Estas pequeñas perturbaciones ocurren continuamente en el sistema debido a las variaciones en la carga y en la generación. Estas perturbaciones se consideran lo suficientemente pequeñas que es posible linealizar el sistema alrededor de un punto de operación para realizar análisis (Kundur, 1993).

La linealización alrededor de un punto de operación permite tener una foto local y cualitativa del sistema no lineal (Betounes, 2001). La validez de la linealización se restringe a pequeños movimientos cerca al punto de operación en el cual se realizó la linealización. Es decir que si se presenta un cambio significativo en el punto de operación en el que se encuentra el sistema, el análisis realizado con el sistema linealizado ya no es válido y se debe hallar la nueva linealización y realizar nuevamente los análisis.

En la Figura 3-1 se encuentra un resumen sobre el análisis de estabilidad de pequeña señal en los sistemas dinámicos. En verde se resalta la línea de trabajo que se incluye en este documento la cual está asociado a las estructuras o sistemas eléctricos y se muestra que los modos de oscilación pueden ser determinados de forma analítica mediante el análisis modal o de forma experimental mediante la identificación modal. Adicionalmente, se muestra que el análisis puede ser desarrollado a partir de dos estrategias ya sea el sistema barra infinita o sistema multimáquina.

Figura 3-1. Análisis de Pequeña Señal. Elaboración propia basado en (Calderón-Guizar, 2008; Richardson, 1997).



Algunas metodologías para realizar los estudios o análisis de pequeña señal son:

- Análisis modal por medio de los valores propios del sistema
- Identificación modal en el dominio del tiempo

El análisis modal estudia las oscilaciones a partir del estudio de los modos de oscilación del sistema. El análisis de estabilidad de pequeña señal está basado en un modelo lineal obtenido de un modelo de un sistema no lineal alrededor de un punto de operación.

La identificación modal permite obtener los modos a partir de la respuesta transitoria del sistema ante diferentes perturbaciones. Para esto se hace uso de herramientas como el análisis de correlación en el dominio del tiempo o análisis espectral, con series de Fourier o series Prony. Para estos análisis no se requiere linealizar el sistema.

Estos dos métodos son complementarios, por lo que para realizar un análisis de estabilidad de pequeña señal completo es necesario hacer tanto el análisis modal como la identificación modal.

Las oscilaciones que se presentan en un sistema de potencia al ser sometido a una pequeña perturbación son llamadas oscilaciones electromecánicas (también llamadas oscilaciones de potencia).

Existen dos estrategias de análisis para las oscilaciones electromecánicas:

(a) Tener la representación de un sistema de barra infinita con un solo generador para analizar las oscilaciones locales asociadas a ese generador

(b) Tener la representación de un sistema multimáquina (varios generadores) para calcular los valores propios del sistema y los factores de participación de cada uno de los generadores; con esta estrategia se pueden estudiar tanto los modos locales como los inter-área.

A continuación, se detallan las metodologías de análisis de estabilidad de pequeña señal de análisis modal e identificación modal, y las estrategias de análisis para oscilaciones electromecánicas barra infinita y sistemas multimáquina, ampliamente utilizadas en el análisis de estabilidad de pequeña señal.

3.1 Metodologías de Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal

Existen diferentes técnicas o metodologías para realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en un sistema de energía eléctrica. En este caso se detalla el análisis modal como estrategia matemática y la identificación modal como estrategia de uso de herramientas de análisis de señales.

3.1.1 Análisis Modal

Es una técnica matemática para analizar la estabilidad de pequeña señal de diferentes sistemas dinámicos como por ejemplo los sistemas de energía eléctrica.

Para realizar el análisis se debe tener un sistema linealizado alrededor de un punto de equilibrio (condición de estado estable del sistema) (Biteznik, 2015).

Una de las desventajas de la técnica de análisis modal es que a medida que el sistema de potencia tiene más variables de estado, el cálculo de los valores propios se complica.

La contribución de los estados en la oscilación es calculada evaluando el factor de participación de cada estado en un modo de oscilación específico. Los factores de participación son la relación de los estados del sistema con los modos propios (Sudarshan & Nadarajah, 2012).

Obtención de valores propios

Todos los métodos de análisis para los sistemas lineales pueden ser utilizados para el análisis de pequeña señal, pero uno de los principales métodos es el análisis modal utilizando valores propios (Ruiz Vargas, 2003).

Para utilizar este método para el análisis de pequeña señal de un sistema de potencia se debe tratar de llevar el sistema a su forma linealizada.

<u>Linealización</u>

Todo sistema dinámico puede tener una representación de su comportamiento mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales.

$$\begin{aligned} \dot{x}_d &= f(x_d, x_a, u) \\ 0 &= g(x_d, x_u, u) \\ y &= h(x_d, x_u, u) \end{aligned} \qquad (3.1)$$

Donde:

x_d: es el vector de variables de estado

x_a: es el vector de variables algebraicas
u: es el vector de entradas
y: es el vector de salidas
f: representa la característica dinámica no lineal de los elementos componentes del sistema
g: representa las ecuaciones no lineales de la red
h: representa las ecuaciones no lineales de salida

La linealización permite enfocarse en un punto de operación específico del sistema estudiando el comportamiento del sistema allí al ser sometido a pequeñas perturbaciones en sus variables de estado (Δx) y en sus entradas (Δu).

El punto inicial o de equilibrio en donde se realiza la linealización se conoce como el valor inicial de las variables de estado (x_0) y valor inicial de las entradas (u_0).

$$\dot{x_0} = f(x_0, u_0) = 0 \qquad (3.2)$$

El sistema en equilibrio se perturba así:

$$\dot{x} = \dot{x_0} + \Delta\dot{x} = f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \qquad (3.3)$$

Como las perturbaciones se asumen pequeñas, la función no lineal $f(x, u)$ puede ser expresada en términos de la serie de Taylor.

El sistema linealizado resulta:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = \frac{\partial f}{\partial x_d}\Delta x_d + \frac{\partial f}{\partial x_a}\Delta x_a + \frac{\partial f}{\partial u}\Delta x_u \qquad (3.4)$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial x_d}\Delta x_d + \frac{\partial g}{\partial x_a}\Delta x_a + \frac{\partial g}{\partial u}\Delta u \qquad (3.5)$$

$$\Delta y = \frac{\partial h}{\partial x_d}\Delta x_d + \frac{\partial h}{\partial x_a}\Delta x_a + \frac{\partial h}{\partial u}\Delta u \qquad (3.6)$$

Despejando Δx_a de (3.5) y reemplazando en (3.4) y (3.6) se elimina el vector de variables algebraicas, resultando:

$$\Delta\dot{x}_d = A\Delta x_d + B\Delta u \qquad (3.7)$$
$$\Delta y = C\Delta x_d + D\Delta u$$

Donde $A, B, C\ y\ D$ son las matrices de derivadas parciales de (3.4) a (3.6) evaluadas en el punto $\{x_{do}, x_{a0}, u_0\}$ como se muestra:

$$A = \left[\frac{\partial f}{\partial x_d} - \frac{\partial f}{\partial x_a}\left(\frac{\partial g}{\partial x_a}\right)^{-1} \quad \frac{\partial g}{\partial x_d}\right], \quad B = \left[\frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial x_a}\left(\frac{\partial g}{\partial x_a}\right)^{-1} \quad \frac{\partial g}{\partial u}\right] \qquad (3.8)$$
$$C = \left[\frac{\partial h}{\partial x_d} - \frac{\partial h}{\partial x_a}\left(\frac{\partial g}{\partial x_a}\right)^{-1} \quad \frac{\partial g}{\partial x_d}\right], \quad D = \left[\frac{\partial h}{\partial u} - \frac{\partial h}{\partial x_a}\left(\frac{\partial g}{\partial x_a}\right)^{-1} \quad \frac{\partial g}{\partial u}\right]$$

Si se aplica la transformada de Laplace a las ecuaciones (3.7) se pueden obtener las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \qquad (3.9)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \qquad (3.10)$$

Reordenando (3.9):

$$(sI - A)\Delta x(s) = \Delta x(0) + B\Delta u(s) \qquad (3.11)$$

De donde:

$$\Delta x(s) = (sI - A)^{-1}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] = \frac{adj(sI - A)^T}{\det(sI - A)}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \qquad (3.12)$$

Reemplazando (3.12) en (3.10):

$$\Delta y(s) = C\frac{adj(sI - A)^T}{\det(sI - A)}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s) \qquad (3.13)$$

Una de las herramientas para obtener los valores propios de un sistema es con el método de transformación QR (Quick Response) (Watkins, 1982).

Método de transformación QR:

El método consiste en transformar la matriz A en una matriz triangular superior Q que tiene los mismos valores propios de A. Los valores propios de la matriz A aparecen en la diagonal de Q, si estos son reales; y si A tiene valores propios complejos, estos se obtienen calculando los valores propios de bloques 2x2 de elementos de la diagonal. Los vectores propios de A se calculan realizando la trasformación inversa a partir de los vectores propios de Q, los cuales son fáciles de calcular ya que es una matriz triangular superior. Los factores de participación se calculan a partir de los vectores propios de A.

Cuando el tamaño del sistema sea muy grande lo cual impida usar el método QR, se debe tratar de hacer una reducción del sistema (Sánchez Ramirez & Cano Isaza, 2000):

- Para encontrar los modos locales e inter-planta se divide el sistema en un número de áreas a las cuales se les pueda aplicar el método QR. Se hace el análisis modal para cada área representando al resto del sistema como una barra infinita

- Para encontrar los modos inter-área, se puede aplicar un método de análisis modal parcial o realizar una simplificación del modelo del sistema de potencia.

Este algoritmo se realiza en dos etapas:

1) La matriz A se transforma en una matriz Hessenberg, donde todos los elementos debajo de la primera subdiagonal se convierten en cero.

2) La matriz H se descompone en el producto de dos matrices: matriz Q ortogonal y matriz triangular superior R:

$$H_k = Q_k R_k \qquad (3.14)$$

Con la matriz Q se calcula la nueva matriz H:

$$H_{k+1} = {Q_k}^{-1} H_k Q_k \quad (3.15)$$

Mediante algunas herramientas de simulación es posible aplicar este método de manera fácil, obteniendo la forma linealizada del sistema de potencia. Por ejemplo, con el programa DIgSILENT Power Factory es posible obtener una reducción del sistema para resolver un problema de valores propios típico con el método QR.

La estabilidad del sistema linealizado está determinada por los valores propios (λ) de la matriz A mientras que los valores de participación de cada variable de estado para un valor propio específico están determinados por el vector propio derecho (φ) y el vector propio izquierdo (Ψ). El i-ésimo valor de la matriz A y su correspondiente vector propio se definen como:

$$A\varphi_i = \lambda_\mathrm{i} \varphi_i \quad (3.16)$$

$$\Psi_\mathrm{i} A = \Psi_\mathrm{i} \varphi_i \quad (3.17)$$

Los valores propios pueden ser reales o complejos. Si la matriz A es real, los valores propios complejos siempre aparecen en pares conjugados. Para un valor propio complejo que corresponde a un modo oscilatorio del sistema, la frecuencia de oscilación en Hz (f) y la tasa de amortiguamiento (ς) se expresa como:

$$\lambda_\mathrm{i} = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (3.18)$$

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (3.19)$$

$$\varsigma_\mathrm{i} = -\frac{\sigma_i}{\sqrt{{\sigma_i}^2 + \omega_i^2}} \quad (3.20)$$

La tasa de amortiguamiento mostrada en (3.20), la cual está relacionada con la parte real de los valores propios, determina la tasa a la cual la amplitud de las oscilaciones decrece (Kundur, 1993). Por lo tanto, si esta tasa es positiva significa que el sistema es inestable ya que la magnitud de la oscilación irá aumentando, mientras que, si este valor es negativo la oscilación se irá amortiguando, logrando llevar el sistema a un punto estable.

De (3.16)

$$(A - \lambda I)\varphi = 0 \quad (3.21)$$

Para obtener soluciones no triviales $(A - \lambda I)$ no debe ser invertible, por lo tanto:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (3.22)$$

$$\det(A - \lambda I) = (-1)^n \lambda^n + a_{n-1}\lambda^{n-1} + \cdots + a_1\lambda^1 + a_0 = 0 \quad (3.23)$$

Las n soluciones de (3.23) $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \ldots, \lambda_n$ son los valores propios de A.

La característica dependiente del tiempo de un modo correspondiente a un valor propio λ_i está dado por $e^{\lambda_i t}$. Por lo tanto, la estabilidad está determinada por el valor propio según (Biteznik, 2015; Kundur, 1993):

- Un valor propio real es un modo no oscilatorio. Si es real negativo corresponde a un modo que decae exponencialmente (el decaimiento es proporcional a su magnitud). Si es real positivo corresponde a una inestabilidad aperiódica.

- Los valores propios complejos aparecen en pares conjugados donde cada uno representa un modo oscilatorio. La componente real da el amortiguamiento y la componente imaginara da la frecuencia de oscilación. Si la parte real es negativa significa que la oscilación es amortiguada, mientras que si la parte real es positiva el modo de oscilación tiene una amplitud creciente.

3.1.1.1. Indicador de Energía Modal del Sistema

En (López Ríos & Messina, 2013) proponen un criterio para determinar la energía modal del sistema basándose en el método de energía de una matriz simétrica (De La Peña & Rada, 2016; Li, Shi, & Gutman, 2012).

La energía de una matriz cuadrada (A) se define como la suma de los valores absolutos de sus valores propios:

$$E(A) = \sum_{j=1}^{n} |\lambda_j| = E_1(A) + E_2(A) + \cdots + E_n(A) \qquad (3.24)$$

Entonces se define el vector de energías, $\boldsymbol{u}$, como:

$$\boldsymbol{u} = \begin{bmatrix} |\lambda_1| \\ |\lambda_2| \\ \vdots \\ |\lambda_n| \end{bmatrix} \qquad (3.25)$$

$$100 = \sum_{i=1}^{n} E_i \qquad (3.26)$$

$$E_i = \left(\frac{u_i * u_i}{\boldsymbol{u} * \boldsymbol{u}}\right)(100) \qquad (3.27)$$

Donde E_i es el porcentaje energético del i-ésimo modo con respecto a toda la energía modal del sistema.

Ante una menor energía modal, más cerca se encuentra el valor propio al eje imaginario y por lo tanto la oscilación del modo tiene un menor amortiguamiento.

3.1.2 Identificación Modal

Para la identificación modal se parte del sistema no lineal y se hace uso de herramientas de análisis de señales, análisis espectral y correlación en el dominio del tiempo, ambas toman la respuesta transitoria del sistema ante pequeñas perturbaciones. Una de las

ventajas de esta metodología es que se puede usar en resultados de simulaciones dinámicas o en mediciones reales.

Una de las principales técnicas son la transformada de Fourier y el método Prony (Sánchez Ramirez & Cano Isaza, 2000). El análisis de Prony se relaciona con el de Fourier ya que los dos se pueden expresar como suma de exponenciales.

La transformada de Fourier es una operación matemática que transforma una señal de dominio de tiempo a dominio de frecuencia, mediante la descomposición de la señal de entrada en una serie de funciones periódicas, senos y cosenos, que superpuestas reproducen la señal original. La transformada discreta de Fourier (*DTF* – por sus siglas en inglés) de una secuencia de longitud N se define como:

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j\frac{2\pi}{N}kn}, \qquad k = 1,2,3, \dots N-1 \qquad (3.24)$$

Donde:
N : es el número de muestras en el dominio del tiempo.

La transformada discreta de Fourier opera con una señal muestreada, a partir de ésta se genera un espectro en el dominio de la frecuencia. El espectro que resulta es una aproximación de la Serie de Fourier, en el sentido que se pierde información entre las muestras de la forma de onda.

El método de Prony es capaz de estimar directamente la frecuencia, también es posible conocer el amortiguamiento, la magnitud y la fase relativa de las componentes modales identificadas en una señal dada (Rueda Aguilar, 2013). Este método es una estrategia matemática para ajustar una serie de ondas senosoidales amortiguadas ($Ae^{\sigma_i t}\cos(\omega_i t + \varphi_i)$) a una función observada o medida $y(t)$.

La función $y(t)$ es obtenida de simulaciones transitorias o mediciones tomadas en el sistema después de una perturbación. Es importante seleccionar la función $y(t)$

adecuadamente para capturar toda la información del sistema sin que la no linealidad de éste introduzca ruido al análisis.

$$y(t) = \sum_{i=1}^{m} A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \varphi_i) \qquad A_1 \geq A_2 \geq \cdots \geq A_m \geq 0 \qquad (3.25)$$

Donde:

σ_i: parte real del i-ésimo modo (relacionado con el amortiguamiento del modo)

ω_i: parte imaginaria del i-ésimo modo (relacionado con la frecuencia del modo)

φ_i: fase del i-ésimo modo (relacionado con el diagrama de participación)

A_i: amplitud del i-ésimo modo de la señal

m: número de modos identificados por el método, y depende de un factor de corte o de parada η, escogido para que cumpla que $\frac{A_m}{A_1} \geq \eta$

Las diferencias entre el análisis Prony y la transformada rápida de Fourier (*FFT* – por sus siglas en inglés) son:

- El análisis Prony no está limitado a una red discreta de frecuencias, mientras que FFT si lo está.

- El análisis Prony es capaz de detectar y cuantificar la tendencia de la onda armónica en el tiempo.

- En contraste con la FFT, donde el algoritmo considera predefinidas unas frecuencias, el análisis Prony determina el valor exacto de los modos.

En el programa DIgSILENT Power Factory se cuenta con una herramienta que permite hacer análisis Prony y la transformada rápida de Fourier a las gráficas resultantes de las simulaciones dinámicas (PowerFactory, 2018).

La identificación modal es un método más experimental a comparación del análisis modal, el cual tiene una fundamentación más matemática. El análisis modal depende del punto de equilibrio que se toma para realizar la linealización del sistema, mientras que la

identificación modal depende de la perturbación que se le haga al sistema y de la función $y(t)$ que se seleccione.

3.2 Estrategias de Análisis de Oscilaciones Electromecánicas

Se tienen diferentes formas de representar un sistema de energía eléctrica dependiendo del fenómeno o dinámicas que se quieran analizar. Por ejemplo, si solo se quiere conocer los modos locales asociados a un generador con un modelo de barra infinita basta, pero si se busca analizar los modos de oscilación entre áreas se requiere de una representación de un sistema multimáquina.

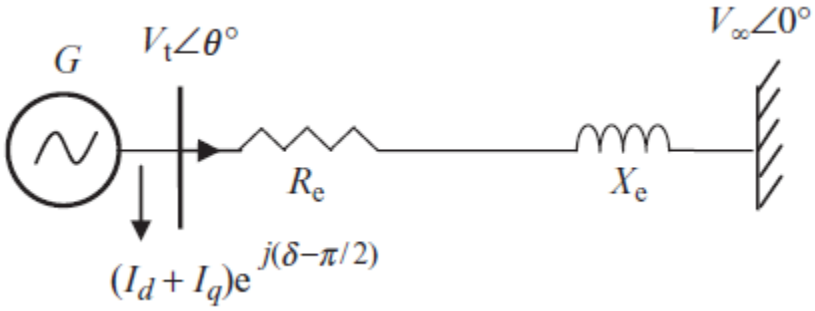
3.2.1 Sistema Barra Infinita

Las diferentes áreas de un sistema de energía eléctrica se interconectan mediante largas líneas de transmisión lo cual dificulta mantener el sincronismo entre las áreas. Las largas líneas de transmisión reducen la capacidad de carga del sistema y lo hacen un sistema débil, lo cual conlleva a que se presenten oscilaciones inter-área cuando se tienen grandes cargas.

El análisis de pequeña señal del generador conectado a una barra infinita representa la conexión del generador al sistema de energía eléctrica a través de una línea de transmisión muy larga (ver Figura 3-2). Aquí se busca identificar los efectos de los elementos propios del generador y sus controles asociados es decir los efectos del sistema de excitación, regulador de tensión, regulador de velocidad, entre otros.

Se hace uso de la linealización en un punto de operación para determinar los valores propios del sistema. Este sistema linealizado fue propuesto por *Heffron and Philips,* y en este se pueden analizar los modos de oscilación locales con una frecuencia entre 1 – 3 Hz. La representación en diagramas de bloques se puede ver en la Figura 3-3.

Figura 3-2. Sistema generador conectado a una barra infinita. Tomado de (Mondal, Chakrabarti, & Sengupta, 2014c).



Dónde:

$V_t\angle\theta°$: Voltaje en terminales del generador

$V_\infty\angle 0°$: Voltaje en la barra infinita (se usa como referencia)

R_e: Resistencia externa equivalente

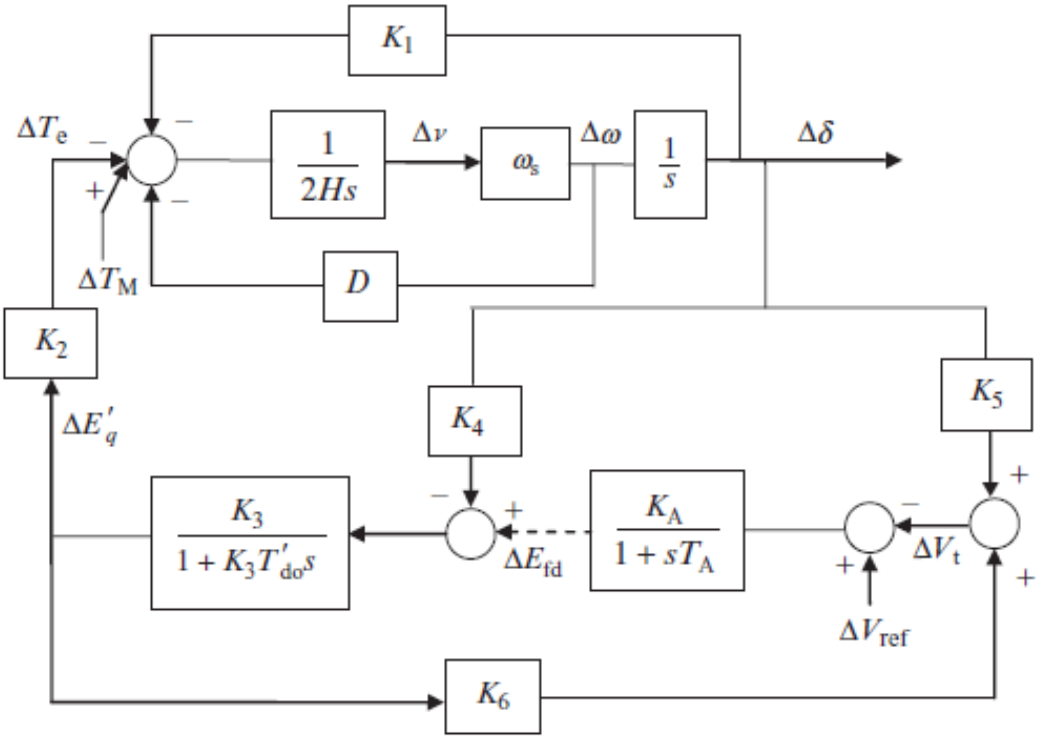
X_e: Reactancia externa equivalente

θ: Ángulo de separación de los voltajes de la barra infinita y el generador $\left(\theta = \delta - \frac{\pi}{2}\right)$

El modelo linealizado tiene las siguientes consideraciones y supuestos:

- La salida de potencia mecánica permanece constante durante el periodo transitorio
- El amortiguamiento o la potencia asincrónica son despreciables
- La resistencia del estator es igual a cero
- La máquina sincrónica puede ser representada como una fuente de voltaje constante en atrasa con la reactancia transitoria
- El ángulo mecánico del rotor de la máquina sincrónica coincide con la fase del ángulo de voltaje en atraso con la reactancia transitoria
- No se supone carga local en el bus del generador; Si una carga local se alimenta en el terminal de la máquina, se representará por impedancia constante (o admitancia)

Figura 3-3. Representación en diagrama de bloques del modelo de la máquina sincrónica. Tomado de (Mondal et al., 2014c).



Donde:

$K_1 = \frac{\Delta T_e}{\Delta\delta}\Big|_{E'_q}$ Cambio en el torque eléctrico debido a un cambio en el ángulo del rotor con enlaces de flujo constante en el eje *d*.

$K_2 = \frac{\Delta T_e}{\Delta E'_q}\Big|_{\delta}$ Cambio en el torque eléctrico debido a un cambio en los enlaces de flujo del eje *d* con ángulo del rotor constante.

$K_3 = \frac{X'_d + X_e}{X_d + X_e}$ Para el caso donde la impedancia externa es una reactancia pura X_e.

$K_4 = \frac{1}{K_3}\frac{\Delta E'_q}{\Delta\delta}$ Efecto desmagnetizante de un cambio en el ángulo del rotor.

$K_5 = \frac{\Delta V_t}{\Delta\delta}\Big|_{E'_q}$ Cambio en el voltaje en terminales debido a un cambio en el ángulo del rotor con E'_q constante.

$K_6 = \frac{\Delta V_t}{\Delta E'_q}\Big|_{\delta}$ Cambio en el voltaje en terminales debido a un cambio en E'_q para un ángulo de rotor constante.

Estas constantes dependen de varios parámetros del sistema como la cargabilidad del sistema y la resistencia R_e y reactancia X_e externa. Generalmente el valor de K es mayor a cero, pero en condiciones de altas cargas (salida del generador muy alta) y para valores de reactancias externas muy altas, K_5 puede llegar a ser negativo, aportando al amortiguamiento negativo causando inestabilidad en el sistema.

La representación en variables de estado del sistema generador más barra infinita linealizado es:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{E'}_q \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{K_3 T'_{do}} & -\frac{K_4}{T'_{do}} & 0 \\ 0 & 0 & \omega_s \\ -\frac{K_2}{2H} & -\frac{K_1}{2H} & -\frac{D\omega_s}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E'_q \\ \Delta\delta \\ \Delta v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T'_{do}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta E_{fd} \qquad (3.26)$$

$$\Delta V_t = \begin{bmatrix} K_6 & K_5 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E'_q \\ \Delta\delta \\ \Delta v \end{bmatrix} \qquad (3.27)$$

ΔE_{fd} es el voltaje de campo perturbado sin excitación. Del diagrama de bloques (ver Figura 3-3) se puede observar que sin la excitatriz ($K_A = 0$) se tendrían tres lazos en el sistema. Dos lazos son asociados al ángulo de torsión y corresponden a un par de valores propios complejos, y el tercer lazo asociado a K_4 corresponde a un valor propio real. Sin amortiguamiento $(D = 0)$ el lazo del ángulo de torsión es puramente oscilatorio, pero la realimentación positiva introducida por el tercer lazo tiende a llevar los valores propios asociados al ángulo torsional al semiplano izquierdo del plano *s* y el valor propio real negativo a la derecha. Por lo tanto, con campo constante $\left(\Delta E_{fd} = 0\right)$ sin excitación, existe un amortiguamiento inherente en el sistema.

Pero con una ganancia alta en el sistema, el polo real se puede mover al semiplano derecho del plano *s*, generando en el sistema una situación de inestabilidad monotónica. En este caso solo se puede lograr un punto de operación estable imponiendo un efecto de control de excitación sin deteriorar el amortiguamiento para cancelar el componente de la inestabilidad monotónica.

3.2.2 Sistema Multimáquina

En los sistemas de energía eléctricos tradicionales, existen algunos modos de oscilación electromecánicos poco amortiguados y estas oscilaciones son inherentes y propias del sistema.

La formulación de las ecuaciones en variables de estado para el análisis de estabilidad de pequeña señal requiere de la linealización en un punto de operación. Además, las siguientes consideraciones y supuestos se tienen en cuenta:

- Los transitorios de la red y del estator se desprecian
- Las dinámicas de la turbina del generador se desprecian lo cual conlleva a un par mecánico constante T_{M_i} (i= número de máquinas)
- Las restricciones limitantes de la salida del AVR (V_{R_i}) ya que el foco es el modelamiento y simulación
- El torque amortiguante $\left(T_{F_i} = D_i(\omega_i - \omega_s)\right)$ se asume lineal.

Modelo de decaimiento de flujo de orden reducido: este modelo se usa para el análisis de valores propios del sistema y el diseño de PSS's (ver Figura 3-4). Asumiendo las constantes de amortiguación muy pequeñas (tomándolas como cero), se tiene:

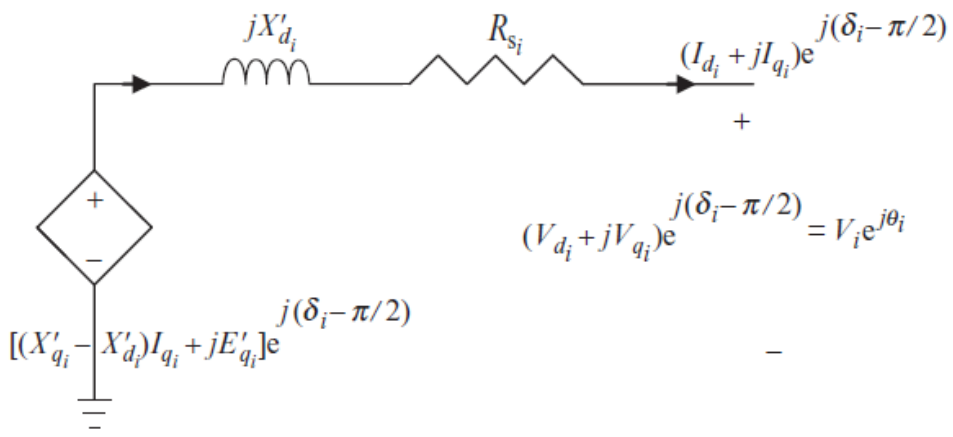
$$0 = -E'_{q_i} + \left(X_{q_i} - X'_{q_i}\right)I_{q_i}, \quad i = 1,2, \ldots\ldots, m \qquad (3.28)$$

- Ecuaciones diferenciales del generador con excitatriz estática:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \qquad (3.29)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{T_{M_i}}{M_i} - \frac{E'_{q_i}I_{q_i}}{M_i} - \frac{\left(X'_{q_i} - X'_{d_i}\right)I_{d_i}I_{q_i}}{M_i} \qquad (3.30)$$

Figura 3-4. Modelo dinámico de decaimiento de flujo de la máquina sincrónica. Tomado de (Mondal, Chakrabarti, & Sengupta, 2014b).



$$\frac{dE'_{q_i}}{dt} = -\frac{E'_{q_i}}{T'_{do_i}} - \frac{(X_{d_i} - X'_{d_i})I_{d_i}}{T'_{do_i}} + \frac{E_{fd_i}}{T'_{do_i}} \qquad (3.31)$$

$$\frac{dE_{fd_i}}{dt} = -\frac{E_{fd_i}}{T_{A_i}} + \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}}(V_{ref} - v_i) \quad i = 1,2,\ldots\ldots,m \qquad (3.32)$$

- Ecuaciones algebraicas del estator

Asumiendo $R_s = 0$ y reemplazando E'_{d_i} en la ecuación (3.28) se obtienen las ecuaciones algebraicas del estator en forma polar:

$$V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - X_{q_i} I_{q_i} = 0 \qquad (3.33)$$

$$V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + X'_{d_i} I_{d_i} - E'_{q_i} = 0 \qquad (3.34)$$

- Ecuaciones de la red

$$I_{d_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) + I_{q_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + P_{L_i}(V_i) - \sum_{k=1}^{n} V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \qquad (3.35)$$

$$I_{d_i}V_i\cos(\delta_i-\theta_i)-I_{q_i}V_i\sin(\,\delta_i-\theta_i)+Q_{L_i}(V_i)-\sum_{k=1}^{n}V_iV_kY_{ik}\sin(\theta_i-\theta_k-\alpha_{ik})=0 \quad (3.36)$$

Donde $i=1,2,\ldots\ldots,m$ para las barras de los generadores y:

$$P_{L_i}(V_i)-\sum_{k=1}^{n}V_iV_kY_{ik}\cos(\theta_i-\theta_k-\alpha_{ik})=0 \qquad (3.37)$$

$$Q_{L_i}(V_i)-\sum_{k=1}^{n}V_iV_kY_{ik}\sin(\theta_i-\theta_k-\alpha_{ik})=0 \qquad (3.38)$$

Cuando $i=m+1,m+2,m+3,\ldots\ldots,n$ para las barras de carga

Identificación de modos de oscilación electromecánicos: Los factores de participación son una herramienta para identificar las variables de estado que tienen una participación importante en un modo de oscilación específico. Una variable de estado importante para un valor propio λ_p son aquellos que tienen un valor grande en su correspondiente vector propio φ_p. El problema de usar entradas de vectores propios de derecha o izquierda de manera individual para identificar la relación entre los estados y los modos es que los elementos de los vectores propios son dependientes de la dimensión y el escalamiento asociado con las variables de estado. Una solución es usar la matriz de participación P en la cual las entras de los vectores propios de derecha e izquierda se combinan, y se puede usar como una medida para determinar la relación entre las variables de estado y los modos de oscilación.

$$P=[P_1 \quad P_2 \quad \ldots. \quad P_r] \qquad (3.39)$$

Con:

$$P_p = \begin{bmatrix} P_{1_p} \\ P_{2_p} \\ \vdots \\ P_{r_p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1_p}\Psi_{p_1} \\ \Phi_{2_p}\Psi_{p_2} \\ \vdots \\ \Phi_{r_p}\Psi_{p_r} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Donde Φ_{k_p} es el elemento en la fila k y la columna p de la matriz modal, Φ es la entrada k del vector propio derecho Φ_p, Ψ_{p_k} es el elemento de la fila p y la comuna k de la matriz modal, y Ψ es la entrada k del vector propio izquierdo Ψ_p.

El elemento $P_{k_p} = \Phi_{k_p}\Psi_{p_k}$ es el factor de participación. Esta es una medida de la participación relativa de la variable de estado k en el modo de oscilación p, y viceversa.

Dado que Φ_{k_p} mide la actividad de la variable X_k en el modo p, y Ψ_{p_k} pesa la contribución de esta actividad en el modo, el producto P_{k_p} mide la participación neta. El efecto de multiplicar los elementos de la izquierda y de la derecha de los vectores propios hace que P_{k_p} sea adimensional. La normalización del vector propio hace que la suma de los factores de participación asociados a cualquier modo $\sum_{p=1}^{r} P_{k_p}$ o con cualquier variable de estado $\sum_{k=1}^{r} P_{k_p}$ es igual a 1. Para un sistema linear autónomo dado:

$$\Delta\dot{X} = A_{sys}\Delta X \quad (3.41)$$

El factor de participación es una medida de sensibilidad del valor propio λ_p con el elemento diagonal a_{k_k} de la matriz de estados A. Esto se define como:

$$P_{k_p} = \frac{\partial\lambda_p}{\partial a_{k_k}}, \quad k = 1,2,\dots,r \quad (3.42)$$

El factor de participación también puede definirse como:

$$P_{k_p} = \frac{\Psi_{k_p}\Phi_{k_p}}{{\Psi_p}^T\Phi_p} \quad (3.43)$$

Donde Ψ_{k_p} y Φ_{k_p} son las entras k en el vector propio izquierdo y derecho asociados con el valor propio p.

En este capítulo se presentaron metodologías de análisis de estabilidad de pequeña señal como el análisis modal y la identificación modal, y las estrategias de análisis de oscilaciones en un sistema de energía eléctrica dependiendo del análisis que se desee hacer ya sea el generador conectado en barra infinita o el generado conectado en un sistema multimáquina.

Con lo visto en este capítulo se tienen los conceptos para hacer un análisis de estabilidad de pequeña señal de manera matemática mediante el análisis modal o mediante herramientas de simulación y la identificación modal. En el siguiente capítulo se presenta un caso de estudio con dos aplicaciones en las cuales se busca identificar los impactos en la estabilidad de pequeña señal de un sistema de energía eléctrica ante diferentes escenarios de incorporación de energía renovable no convencional.

4. Casos de Estudio

Mantener la estabilidad de pequeña señal ha sido un tema de gran interés en los sistemas de energía eléctrica para lograr tener todas las máquinas en sincronismo y que, aún después de ser afectado por una perturbación, las variables de frecuencia y tensión del sistema vuelvan a un estado de equilibrio y dentro de unos rangos aceptables de operación.

Es necesario hacer un análisis de estabilidad cada vez que se tienen modificaciones en un sistema, como añadir o eliminar elementos, que puedan llegar a alterar las dinámicas de la red. Tal es el caso en el que se tiene incorporación a gran escala de generadores de energía renovable no convencionales en sistemas de energía eléctrica tradicionales.

Las tendencias mundiales por la conservación del medio ambiente y el aprovechamiento de los recursos renovables apuntan a una gran incorporación de generadores solares y eólicos para reemplazar generadores térmicos. Esto genera cambios en las dinámicas de los sistemas por lo cual es importante anticiparse a los hechos y realizar análisis detallados de estabilidad en los sistemas de energía eléctrica considerando posibles escenarios de penetración y así poder cuantificar los impactos de la incorporación de fuentes de energía renovable no convencionales en los sistemas de energía eléctrica.

Para el desarrollo de este trabajo se tomaron dos casos de estudio a los cuales se les aplicó una de las metodologías para el análisis de pequeña señal y así lograr identificar los impactos en la estabilidad de los sistemas de energía eléctrica ante diferentes porcentajes de incorporación de energía renovable. La metodología seleccionada fue el análisis modal ya que es una de las metodologías más usadas en la literatura para las investigaciones de problemas asociados con oscilaciones. Esta metodología se ha usado en problemas relacionados con la estabilidad de los controles asociados a los generadores y otros

dispositivos dinámicos, y también en problemas donde la magnitud de la oscilación decae en el tiempo por lo que hacer su identificación con otras metodologías se dificulta. Además, con el análisis modal se pueden definir claramente los modos de oscilación del sistema y la relación entre los diferentes modos y variables sin ambigüedades (Rueda Aguilar, 2013).

Otras de las ventajas del análisis modal es la alta precisión de éste cuando se hace mediante el método QR.

La metodología para el análisis de estabilidad mediante identificación modal sirve como complemento para validar los resultados obtenidos con el análisis modal.

4.1 Aplicación

Las redes seleccionadas para el caso de estudio son el sistema de prueba de dos áreas propuesto por Kundur (Klein, Roggers, & Kundur, 1991) y el sistema IEEE de 39 barras. El sistema de dos áreas es uno de los sistemas de energía eléctrica más encontrados en la literatura para el estudio de estabilidad de pequeña señal, ya que debido a su simpleza permite comprender en detalle los fenómenos que producen los modos de oscilación. El sistema IEEE de 39 barras se selecciona ya que también es un sistema de prueba conocido el cual se presta para variar sus escenarios de generación cumpliendo uno de los requerimientos de este trabajo que es realizar el análisis de estabilidad en mínimo 6 escenarios diferentes de incorporación de energía renovable. Este sistema tiene como atractivo adicional que representa un sistema eléctrico de potencia real.

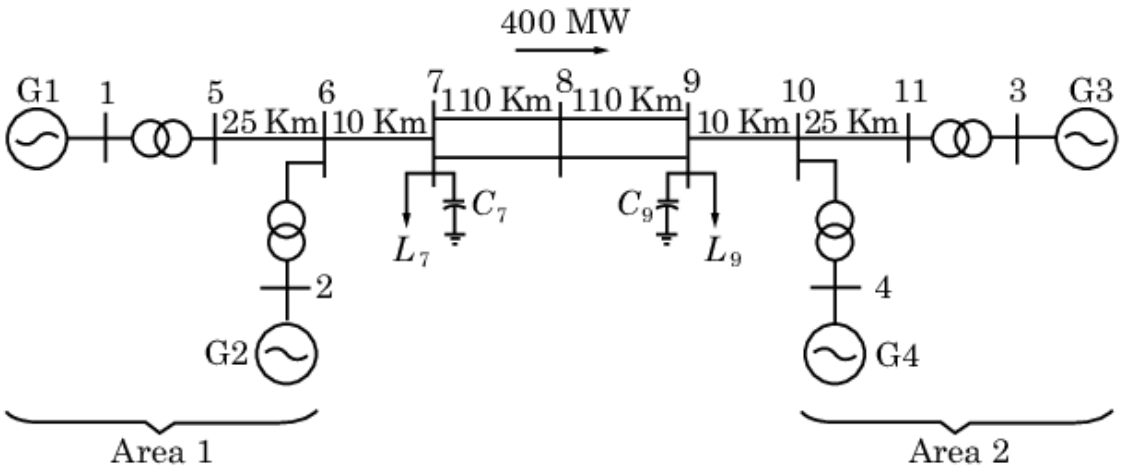
4.1.1 Sistema de dos áreas

Las oscilaciones inter-área en los grandes sistemas interconectados son complejas. Generalmente hay una gran cantidad de modos asociados a muchos generadores. Es por esto que para poder concentrarse en los verdaderos factores que influyen en las oscilaciones inter-área, en el trabajo realizado en (Klein et al., 1991) propusieron un sistema eléctrico de potencia hipotético muy sencillo con dos áreas en el cual se pueden encontrar modos locales e inter-área. A pesar de ser tan pequeño el sistema de potencia, los parámetros y estructura son realistas.

El sistema es simétrico. Consiste en dos áreas idénticas conectadas a través de una conexión relativamente débil. Cada área tiene dos unidades de generación con igual salida de potencia. También cada área tiene una carga con su compensación capacitiva para garantizar que los perfiles de tensión sean los adecuados. La simetría completa del sistema base aclara el efecto que varios factores tienen en los modos inter-área.

En este sistema se pueden hacer análisis de flujo de carga, análisis lineal, análisis modal y se pueden realizar simulaciones dinámicas.

Figura 4-1. Sistema de dos áreas. Tomado de (Kundur, 1993).



El área de la izquierda se identifica como Área 1 y el área de la derecha como Área 2. El sistema tiene una tensión nominal de 20kV y la frecuencia fundamental del sistema es 60 Hz.

El sistema tiene 11 barras, 4 generadores, 4 transformadores de generación, dos cargas con su respectiva compensación capacitiva, y 8 líneas.

Los parámetros principales del sistema son (Kundur, 1993):

Tabla 4-1. Demanda de las cargas del Sistema de dos áreas

Carga	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
Load 1	Barra 03	967	100
Load 2	Barra 05	1767	100

Tabla 4-2. Generadores del Sistema de dos áreas

N° Generador	Barra	Tipo de barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	N° Unidades	Potencia Nominal [MVA]	Factor de potencia
G 1	Bus 1	SL	700	185	1	900	1
G 2	Bus 2	PV	700	235	1	900	1
G 3	Bus 8	PV	719	176	1	900	1
G 4	Bus 6	PV	700	202	1	900	1

Tabla 4-3. Resumen caso de estudio Sistema de dos áreas

Carga Total	**MW**	2734
	Mvar	200
Generación Total	**MW**	2819
	Mvar	798
Pérdidas Totales	**MW**	85
N° Generadores		4
N° Barras		11
N° Líneas		8

4.1.2 Sistema IEEE 39 barras

El sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra es un modelo simplificado de un sistema de transmisión de alta tensión en el noreste de Estados Unidos. Este sistema está compuesto por 39 nodos, 10 generadores, 19 cargas, 34 líneas y 12 transformadores. La frecuencia nominal es de 60 Hz y el nivel de tensión principal es de 345 kV (DIgSILENT GmbH, 2018). La inercia total del sistema en base 100 MVA es de 769.69 s

Este caso de estudio se programó en el programa Power Factory, las características y parámetros son (DIgSILENT GmbH, 2018):

Tabla 4-4. Demanda de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras

Carga	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
Carga 03	Barra 03	322.0	2.40
Carga 04	Barra 04	500.0	184.0
Carga 07	Barra 07	233.8	84.0
Carga 08	Barra 08	522.	176.0
Carga 12	Barra 12	7.5	88.0
Carga 15	Barra 15	320.0	153.0
Carga 16	Barra 16	329.0	32.3
Carga 18	Barra 18	158.0	30.0
Carga 20	Barra 20	628.0	103.0
Carga 21	Barra 21	274.0	115.0
Carga 23	Barra 23	247.5	84.6
Carga 24	Barra 24	308.6	-92.2
Carga 25	Barra 25	224.0	47.2
Carga 26	Barra 26	139.0	17.0
Carga 27	Barra 27	281.0	75.5
Carga 28	Barra 28	206.0	27.6
Carga 29	Barra 29	283.5	26.9
Carga 31	Barra 31	9.2	4.6
Carga 39	Barra 39	1104.0	250.0

Figura 4-2. Sistema IEEE de 39 barras. Tomado de (Athay, Podmore, & Virmani, 1979).

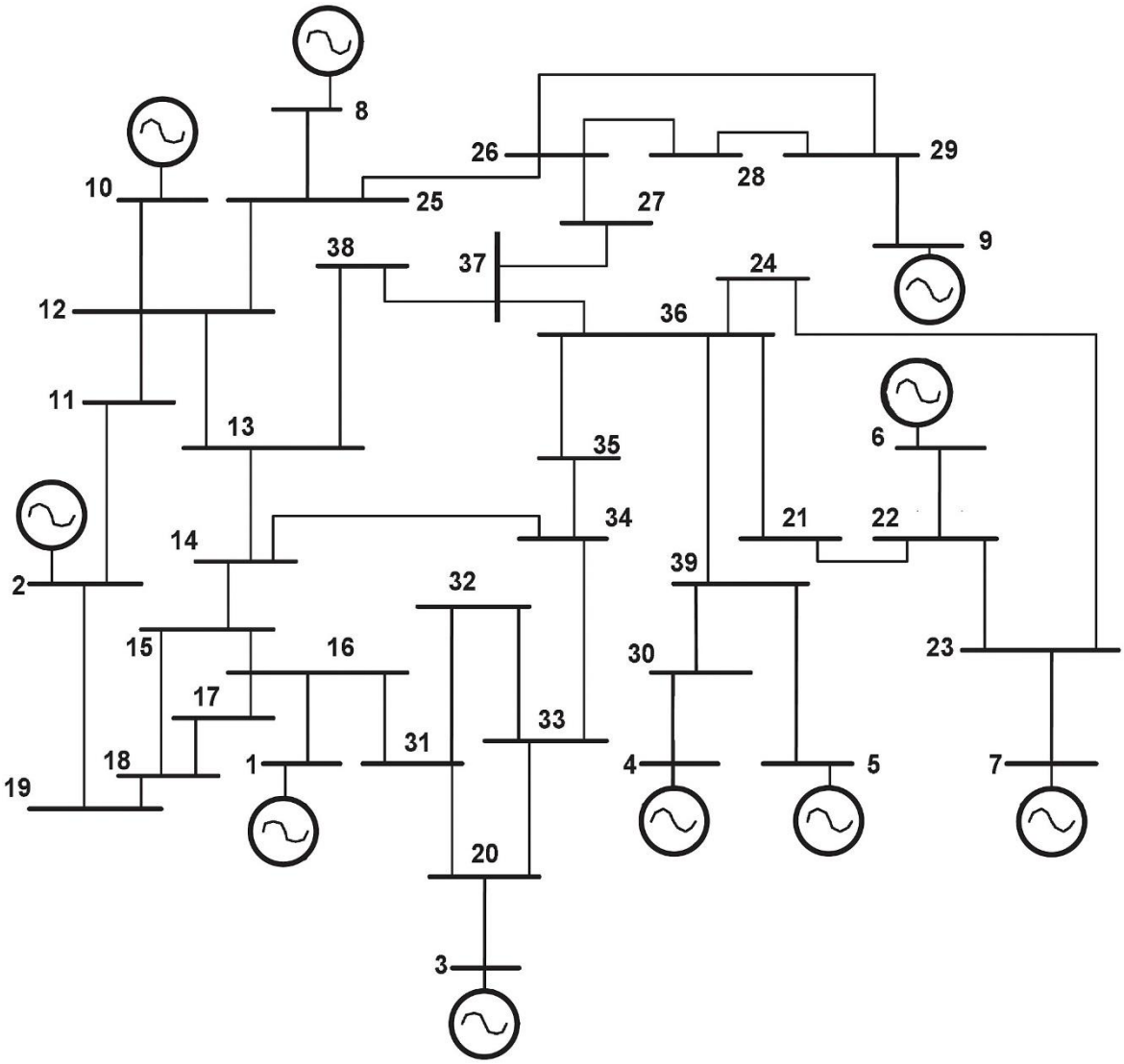


Tabla 4-5. Generadores en el sistema IEEE de 39 barras

N° Generador	Barra	Tipo de barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	N° Unidades	Potencia Nominal [MVA]	Factor de potencia
G 01	Bus 39	PV	1000	88	1	10000	0.85
G 02	Bus 31	SL	520	198	1	700	0.85
G 03	Bus 32	PV	650	205	1	800	0.85
G 04	Bus 33	PV	632	110	1	800	0.85
G 05	Bus 34	PV	508	166	2	300	0.85
G 06	Bus 35	PV	650	212	1	800	0.85

G 07	Bus 36	PV	560	101	1	700	0.85
G 08	Bus 37	PV	540	0	1	700	0.85
G 09	Bus 38	PV	830	22	1	1000	0.85
G 10	Bus 30	PV	250	146	1	1000	0.85

Tabla 4-6. Resumen de caso de estudio del Sistema IEEE de 39 barras

Carga Total	**MW**	6097.1
	Mvar	1408.9
Generación Total	**MW**	6140.84
	Mvar	1248.42
Pérdidas Totales	**MW**	43.742
N° Generadores		10
N° Barras		39
N° Líneas		34

4.2 Escenarios

Para el caso de estudio del Sistema IEEE de 39 barras visto en el Capítulo 4.1.2 se analizan varios escenarios en los cuales se consideran diferentes porcentajes de nivel de incorporación de generación renovable, en los cuales se reemplaza generación convencional (térmica o hidráulica) con generadores no convencionales (solares).

4.2.1 Sistema IEEE 39 barras

En la Tabla 4-7 se muestran los escenarios planteados para realizar el caso de aplicación en el Sistema IEEE de 39 barras.

Tabla 4-7. Escenarios de incorporación de generación solar para el Sistema IEEE de 39 barras

Etapa	Potencia con renovables [MW]	Porcentaje equivalente	Inercia reemplazada [s/100 MVA]
Etapa 1	563	9%	26.4
Etapa 2	1142	18%	50.7
Etapa 3	1354	22%	92.7
Etapa 4	1864	30%	105.7
Etapa 5	2498	41%	134.3
Etapa 6	3149	56%	170.1
Etapa 7	3800	67%	204.9

4.3 Resultados

Se realizó el cálculo de los modos de oscilación mediante el uso de la herramienta que incluye el programa DIgSILENT Power Factory, el cual se basa en análisis modal. En los anexos de (Sánchez Ramirez & Cano Isaza, 2000) se encuentra un paso a paso detallado del uso de esta herramienta.

4.3.1 Sistema de dos áreas

Para el caso de estudio del Sistema de dos áreas se determinaron los modos de oscilación en el Caso Base sin considerar los controles de los generadores del sistema.

Como se puede ver en la Figura 4-3 y la Tabla 4-8, el sistema tiene tres modos de oscilación. Dos de estos modos son modos locales debido a su frecuencia de oscilación que está entre 1 – 3 Hz. El tercer modo de oscilación es inter-área ya que su frecuencia de oscilación es menor a 1 Hz.

En la Figura 4-3 se muestran los valores propios del sistema asociados con los polos y para que sea un modo estable los polos debe tener parte real negativa, y entre más alejados se encuentren del eje imaginario más amortiguada será la oscilación y por ende

más estable será el modo. En este caso los tres modos son amortiguados y estables ya que todos tienen parte real negativa.

Figura 4-3. Valores propios en el Caso Base para el Sistema de dos áreas

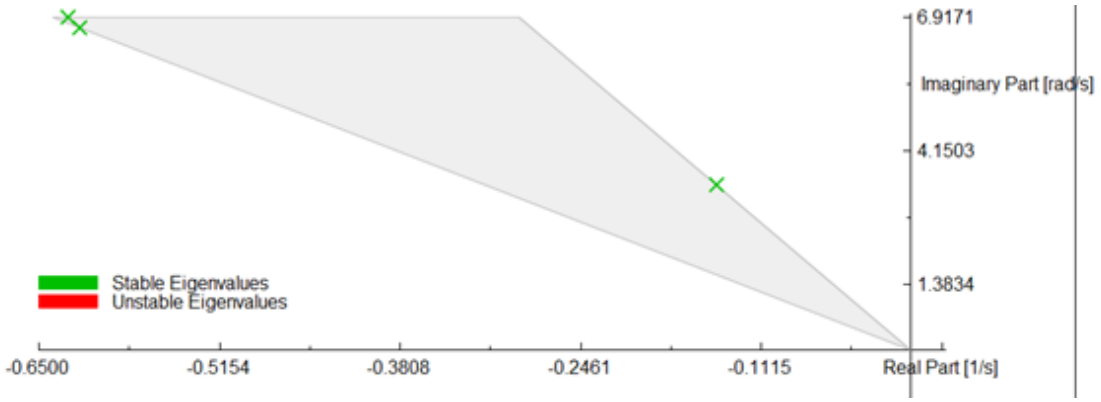


Tabla 4-8. Modos de oscilación en el Caso Base para el Sistema de dos áreas

Modo	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Energía Modal (%)
1	-0.6277	6.9171	1.101	9.04	40.63
2	-0.6190	6.6998	1.066	9.20	39.36
3	-0.1445	3.4187	0.544	4.22	20.02

Un indicador para determinar la estabilidad de un sistema es con la parte real de los valores propios. Un valor propio con parte real positiva indica que el modo de oscilación es no amortiguado y por lo tanto inestable mientras que un modo de oscilación con parte real negativa indica que el modo es amortiguado y por lo tanto es estable, y entre más alejado se encuentre el valor propio del eje real positivo, mayor será el amortiguamiento del modo.

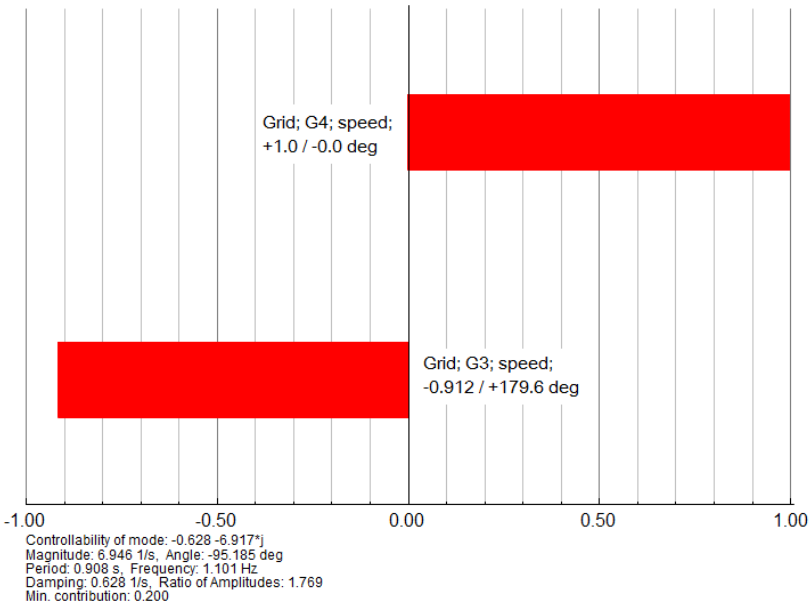
El modo más crítico es el de menor amortiguamiento, que en este caso es el modo 3 el cual hace referencia a un modo inter-área.

Tomando en cuenta el indicador de energía modal, el modo 1 y el modo 2 tiene un porcentaje muy similar ya que se encuentran ubicados muy cerca el uno del otro en el plano complejo. El modo 3 al tener una menor energía modal representa que se encuentra más cerca del eje imaginario.

De acuerdo con la Figura 4-3 y la Tabla 4-8, el sistema de dos áreas es un sistema estable ya que la parte real de sus tres modos de oscilación es negativa.

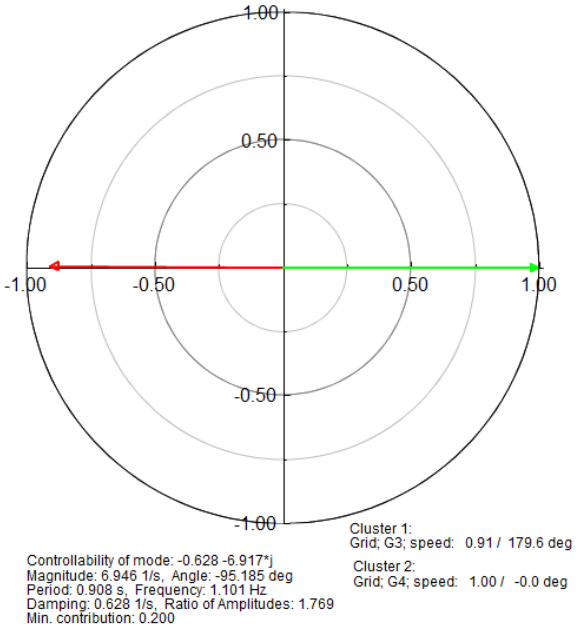
Modo 1: Por su frecuencia de 1.101 Hz este modo de oscilación representa un modo local. De la Figura 4-4 y la Figura 4-5 se logra determinar que el modo 1 representa un modo de oscilación local entre los generadores G3 y G4 pertenecientes a la misma área (Área 2). En la Figura 4-4 se muestra el diagrama de barras donde se observa la participación de los generadores G3 y G4 y es posible identificar que el aporte de un generador es en el sentido opuesto del otro, por lo cual se determina que este modo de oscilación se debe a la interacción entre estas dos máquinas las cuales se encuentran en una misma área.

Figura 4-4. Diagrama de barras modo oscilación local 1 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas



De igual manera, en la Figura 4-5 que contiene el diagrama de fase con los vectores propios derechos asociados al valor propio del modo 1 y se observa la interacción de los generadores G3 y G4 que ocasionan este modo de oscilación, el desfase entre ambos es de casi 180° por lo que el G4 oscila en contra del G3.

Figura 4-5. Diagrama de fase del modo oscilación local 1 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas



Modo 2: Por su frecuencia de 1.066 Hz se puede determinar que es un modo de oscilación local. De la Figura 4-6 y la Figura 4-7 se logra determinar que el modo de oscilación 2 representa la oscilación que se da entre los generadores G1 y G2 del Área 1. De manera similar al modo 1, en la Figura 4-6 se ve la participación de los generadores G1 y G2 en la aparición del modo de oscilación y en la Figura 4-7 se ve el desfase de casi 180° entre ambos generadores que en este caso forman cada uno un grupo o *clúster* y oscilan uno en contra el otro.

Figura 4-6. Diagrama de barras modo oscilación local 2 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas

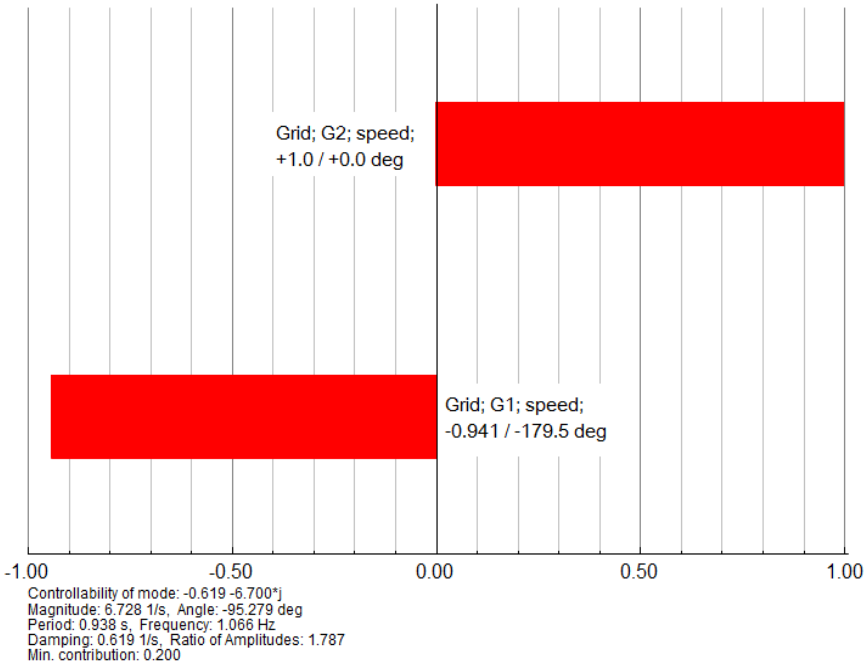
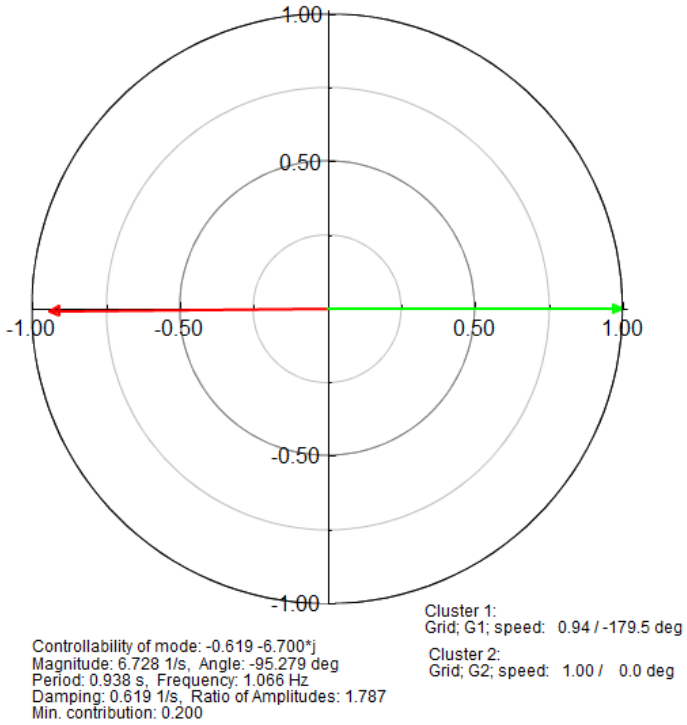


Figura 4-7. Diagrama fasorial modo oscilación local 2 en el Caso Base para el Sistema de dos áreas



Modo 3: Por su frecuencia de 0.5441 Hz se puede determinar que es un modo de oscilación inter-área. De la Figura 4-8 y la Figura 4-9 se puede determinar que la oscilación se presenta entre las dos áreas del sistema, y se evidencia que los generadores G1 y G2 forman un grupo o *clúster* que oscila versus el otro grupo conformado por los generadores G3 y G4. El desfase entre un *clúster* y otro es de casi 180°. También se puede determinar de la Figura 4-8 que el generador G1 y G9 tienen una participación del 100% mientras que los generadores G2 y G4 tienen una participación del 75%, es decir que los generadores G1 y G9 oscilan con una mayor amplitud que los generadores G2 y G4.

En la Figura 4-9 se tiene la gráfica de la forma de participación en los modos donde se encuentran los vectores propios derechos del modo y se puede corroborar que, de acuerdo con la magnitud de los vectores, dos generadores tienen una participación del 100% mientras que los otros dos solo del 75%.

Figura 4-8. Diagrama de barras modo oscilación inter-área en el Caso Base para el Sistema de dos áreas

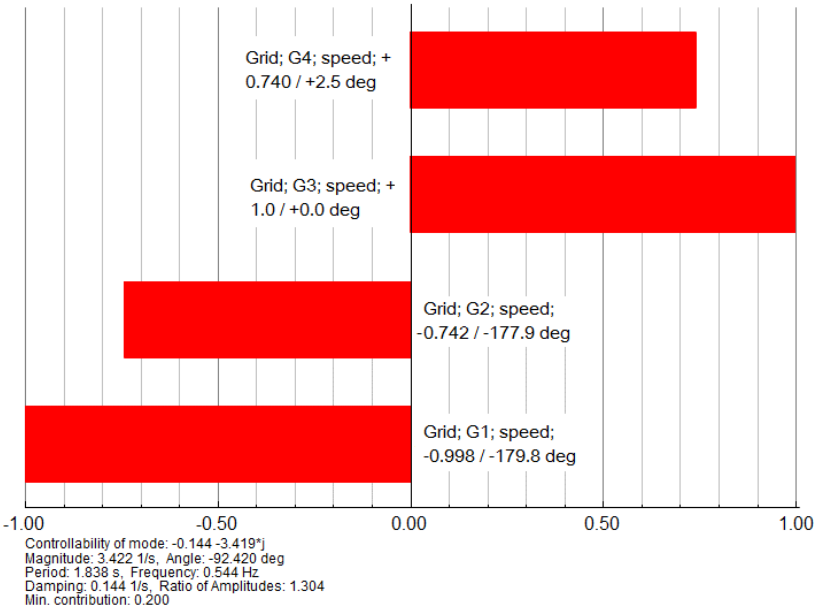
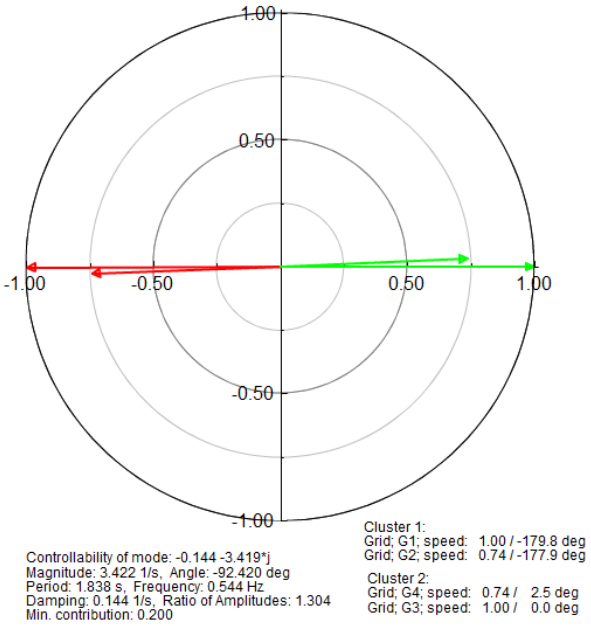


Figura 4-9. Diagrama fasorial modo oscilación inter-área en el Caso Base para el Sistema de dos áreas



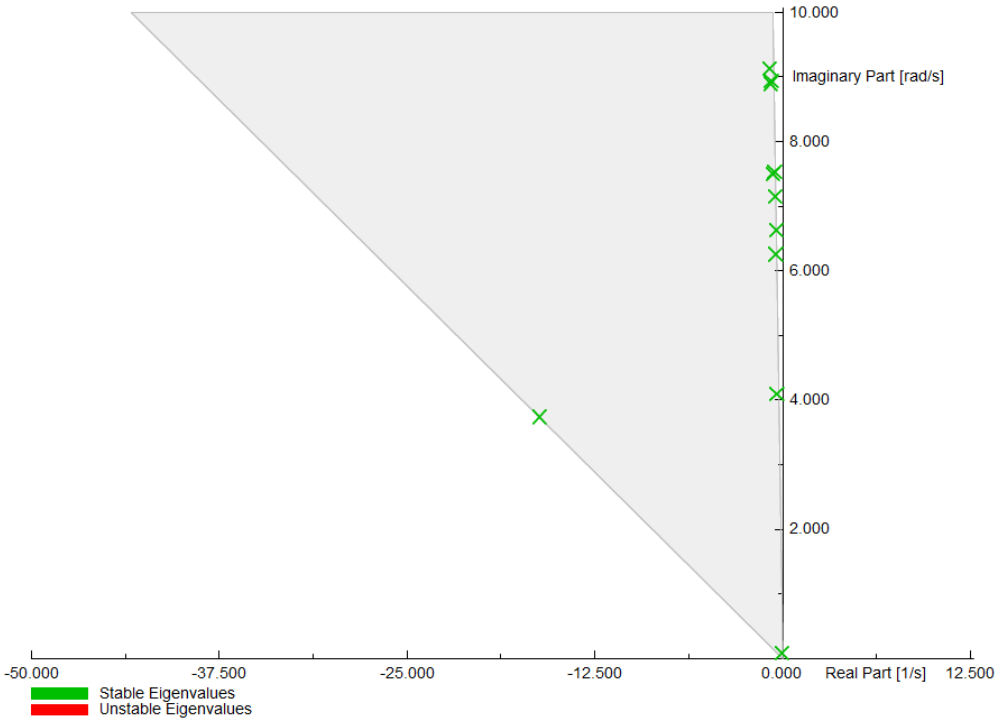
3.3.1 Sistema IEEE 39 barras

Para cada uno de los escenarios mencionados en el Capítulo 4.2.1 se determinaron los modos de oscilación para diferentes casos:

(1). Sin ningún control en el sistema de potencia
(2). Sólo considerando los reguladores de tensión y reguladores de velocidad
(3). Considerando los reguladores de tensión, los reguladores de velocidad y los estabilizadores de sistema de potencia (PSS's)
(4). Considerando los reguladores de tensión, los reguladores de velocidad y los estabilizadores de sistema de potencia (PSS's), y los controles de las plantas renovables.

A continuación, en la Figura 4-10 y la Tabla 4-9 se presentan los resultados obtenidos para el Caso Base sin considerar en operación ningún control en el sistema y sin incorporación de generadores renovables no convencionales. Se pueden ver que todos los valores propios tienen su parte real negativa por lo cual son estables.

Figura 4-10. Valores propios en el Caso Base para el Sistema IEEE de 39 barras



En la Tabla 4-9 se muestran los modos críticos para el Caso Base del Sistema IEEE de 39 barras. De acuerdo con el indicador de energía modal se pueden determinar los modos con los polos más cercanos al origen. En este caso se tiene el modo cuya frecuencia de oscilación es de 0.65 Hz el cual representa un modo inter-área.

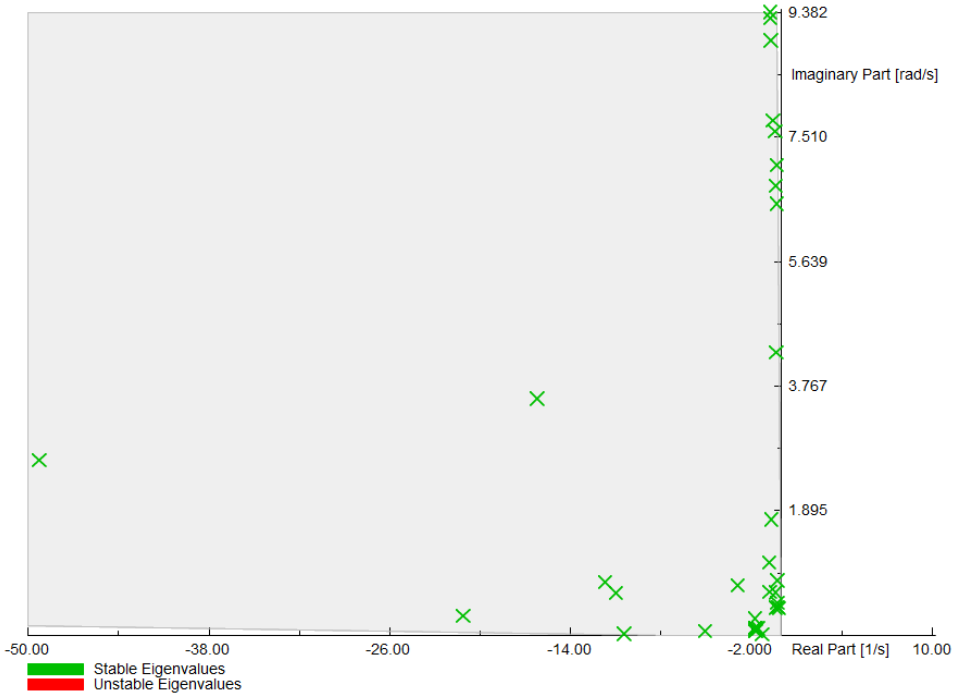
Tabla 4-9. Modos críticos en el Caso Base (1)

Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Energía Modal (%)
-0.839	9.12	1.451	9.17	11.06
-0.698	8.93	1.421	7.79	10.82
-0.767	8.89	1.414	8.60	10.78
-0.474	7.52	1.196	6.29	9.10
-0.589	7.49	1.192	7.85	9.08
-0.459	7.14	1.137	6.42	8.64
-0.400	6.62	1.054	6.03	8.01
-0.421	6.24	0.994	6.73	7.55
-0.324	4.08	0.650	7.91	4.94
-16.140	3.73	0.593	9.89	20.01

También para el Caso Base se presentan los resultados al considerar en servicio todos los controles del sistema, incluso los PSS's.

En la Figura 4-11 y la Tabla 4-10 se presentan los valores propios para el sistema IEEE de 39 barras con todos los controles de los generadores activos (incluso los PSS's). Debido a que la parte real de los valores propios son negativas, se puede concluir que los modos son estables y algunos tienen un mayor amortiguamiento que en el caso sin controles ya que la parte real de los valores propios de la Figura 4-11 se encuentra mucho más alejada del eje imaginario.

Figura 4-11. Valores propios en el Caso Base con controles (3)



En la Tabla 4-10 se exponen los 5 modos más críticos al tener el menor amortiguamiento. De acuerdo con el indicador de energía modal, el modo cuya frecuencia de oscilación es de 1.035 (modo local) es el que tiene su valor propio más cerca del origen.

Tabla 4-10. Modos críticos en el Caso Base con controles (3)

Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Energía Modal (%)
-0.526	7.754	1.234	6.76	4.71
-0.391	7.591	1.208	5.15	4.60
-0.345	6.766	1.077	5.09	4.10
-0.258	6.502	1.035	3.97	3.94
-0.258	7.082	1.127	3.64	4.29

De manera comparativa, en la Tabla 4-11, se presenta la evolución de los modos críticos del Sistema IEEE de 39 barras a medida que se aumenta el porcentaje de incorporación de energía renovable no convencional en el sistema.

Tabla 4-11. Afectación de los modos críticos vs incorporación fuentes renovables

Incorporación renovables (%)	Parte Real (1/s)	Parte Imaginaria (rad/s)	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Energía Modal (%)
0%	-0.258	7.082	1.127	3.64	4.29
9%	-0.257	7.081	1.127	3.98	4.22
18%	-0.257	7.142	1.137	3.59	3.23
22%	-0.395	7.592	1.208	5.19	2.83
30%	-0.480	7.149	1.138	6.70	2.43
41%	-0.600	7.306	1.163	8.19	1.95
56%	-0.597	7.323	1.166	8.13	1.57
67%	-0.246	6.748	1.071	3.64	1.37

Como se puede ver en la Tabla 4-11, los valores propios del sistema van cambiando a media que se van reemplazando los generadores sincrónicos convencionales por generadores solares ya que las dinámicas del sistema se modifican en cada caso. Tomando como indicador la energía modal, es evidente que a medida que va aumentando el porcentaje de incorporación de energías renovables en el sistema se tiene una disminución en la energía modal dando una señal de lo cercano que se encuentra el modo de volverse inestable al acercarse al origen.

Considerando el índice de estabilidad de la parte real de los valores propios del sistema, de acuerdo con la información de la Tabla 4-11 el sistema es estable hasta con el 67% de incorporación de renovables ya que la parte de real de los valores propios es negativa. En este caso, donde se tiene reemplazado 204.9 s de inercia de 769.69 s totales de inercia del sistema, se comienza a evidenciar un posible problema en el sistema ya que la parte real de los valores propios se encuentra muy cerca del eje positivo lo cual ha hecho que el amortiguamiento disminuya. Se puede decir que este es un punto crítico para el sistema que permite ver el punto máximo de incorporación de renovables.

Haciendo uso de la metodología de identificación modal se pueden validar los resultados obtenidos. Específicamente en este caso se utiliza la herramienta que trae el programa DIgSILENT de Power Factory para aplicar la transformada rápida de Fourier.

Se realizan dos fallas en el sistema:

a) Desconexión de la línea 16 – 24
b) Falla trifásica en la línea 14 – 15 con despeje de falla a los 100 ms

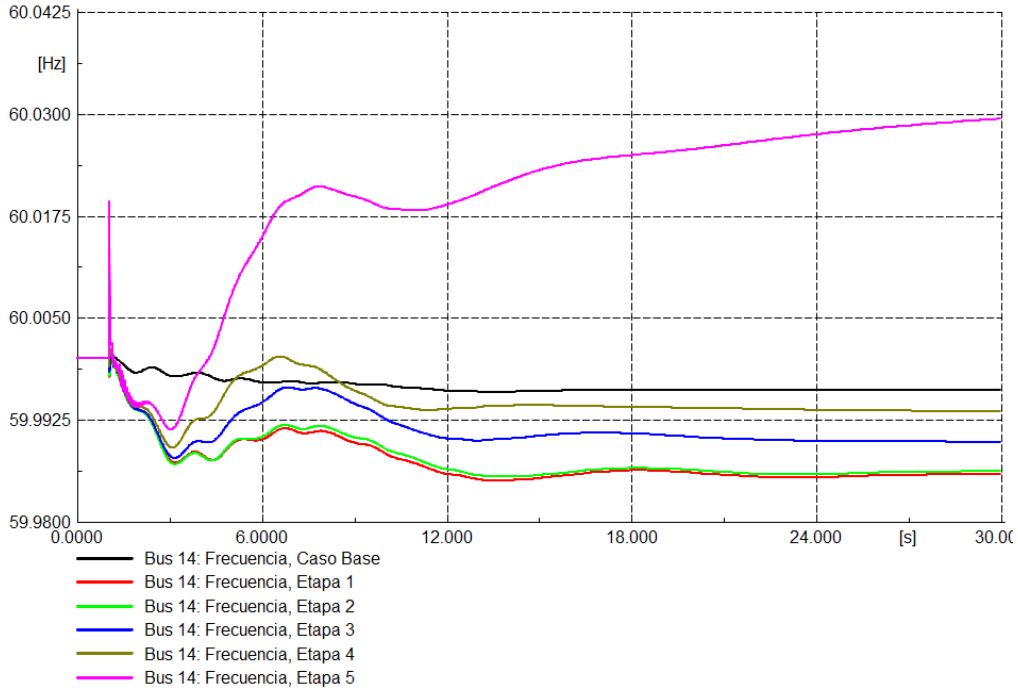
Los resultados obtenidos son:

a) La falla ocurre al 1 s después del inicio de la simulación

Para esta simulación se presentaron problemas de convergencia matemática en la Etapa 6 y Etapa 7 por lo tanto no se consideraron en el análisis.

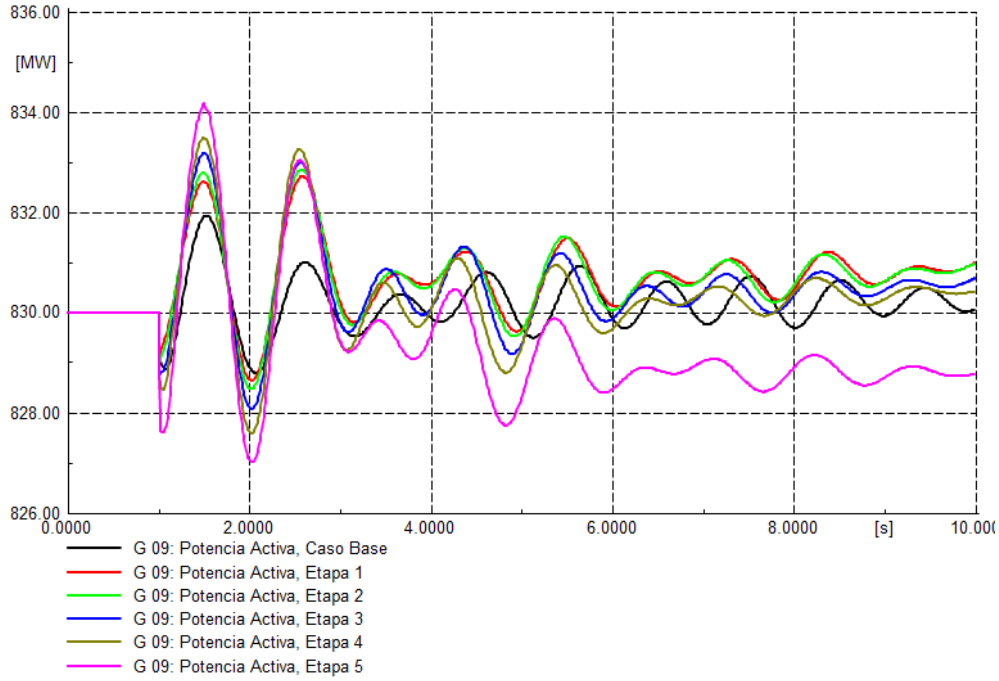
En la Figura 4-12 se puede evidenciar la afectación de la frecuencia a medida que se va aumentando el porcentaje de incorporación de generación renovable llegando al punto en la Etapa 5, correspondiente a la gráfica fucsia, donde aparecen nuevos modos de oscilación y una mayor distorsión de la frecuencia. En este punto se requerirían estrategias de control para lograr estabilizar la frecuencia y llevarla nuevamente a su valor inicial.

Figura 4-12. Frecuencia del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24



En la Figura 4-13, es notable el aumento en la magnitud de la oscilación de la potencia del generador G9 al ir avanzando las etapas de integración de generadores renovables, incluso para la Etapa 5 la potencia oscila tanto que no logra estabilizarse alrededor del punto inicial, cosa que sí pasa en las otras etapas.

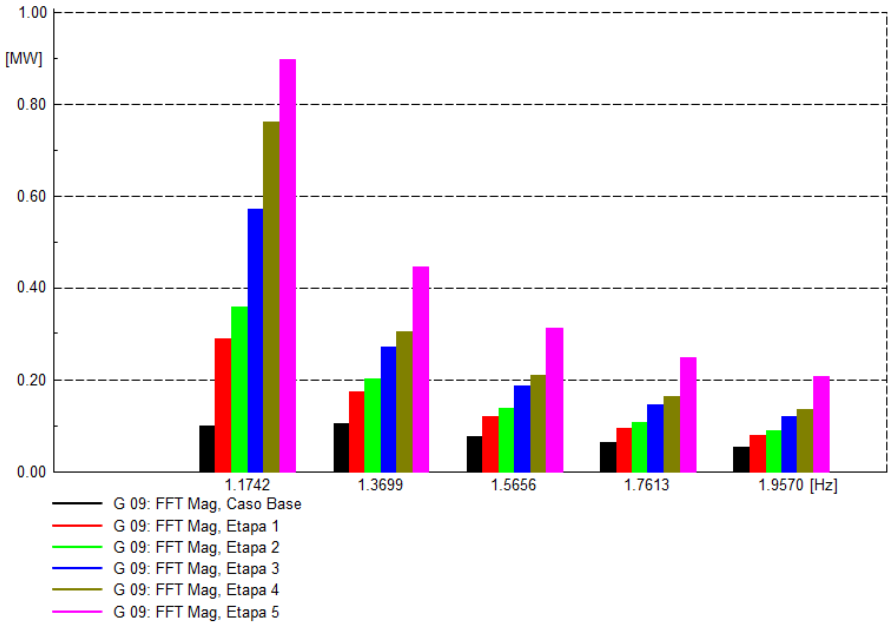
Figura 4-13. Potencia del generador G9 del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24



En la Figura 4-14 se representa la evolución de los modos de oscilación locales del sistema. Se observa el aumento en la magnitud a medida que se tiene un mayor porcentaje de incorporación de energía renovable.

A partir de estas tres gráficas se comprueba el impacto negativo que se puede tener en la estabilidad de pequeña señal de un sistema de potencia a medida que se va reemplazando generación convencional con generadores renovables no convencionales sin que se tengan las precauciones necesarias considerando estrategias de control para mitigar los impactos negativos y lograr mantener el sistema estable ante las diferentes contingencias que se puedan presentar.

Figura 4-14. Magnitud de los modos de oscilación del Sistema IEEE de 39 barras ante la desconexión de la línea 16 – 24



b) La falla ocurre 100 ms después de que inicia la simulación, y 100 ms después se despeja el cortocircuito y se abre la línea.

En esta simulación se presentaron problemas de convergencia matemática desde la Etapa 5 por lo tanto, la Etapa 5, Etapa 6 y Etapa 7 no se consideraron en el análisis.

La Figura 4-15 representa la frecuencia del sistema ante la falla trifásica, la cual aumenta un poco más su desviación del valor de referencia a media que se tiene un mayor porcentaje de incorporación de energías renovables. En la Figura 4-16, la amplitud de la oscilación de la potencia del generador G9 tiene una relación directa con las etapas de integración de renovables, por lo tanto, en la Etapa 4 es donde se presenta la mayor amplitud de la oscilación. En la Figura 4-17 se valida, nuevamente, el impacto negativo del desplazamiento de generadores convencionales por generadores basados en inversores ya que la magnitud de los modos de oscilación aumenta a medida que aumenta el porcentaje de escenarios de incorporación de generadores de energía renovable no convencional.

Figura 4-15. Frecuencia del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15

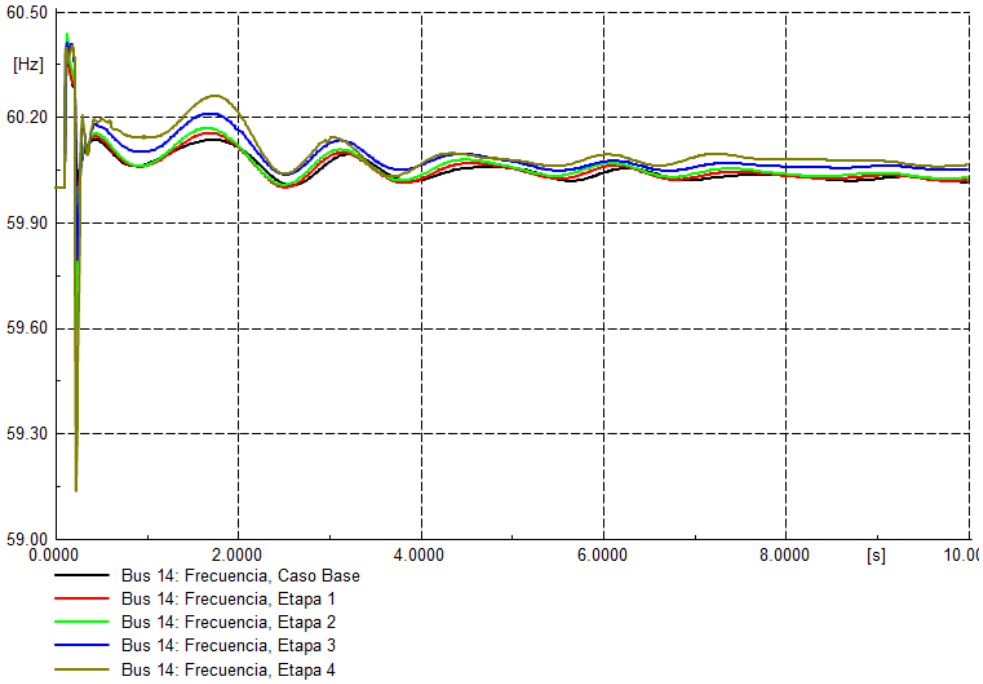


Figura 4-16. Potencia del generador G9 del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15

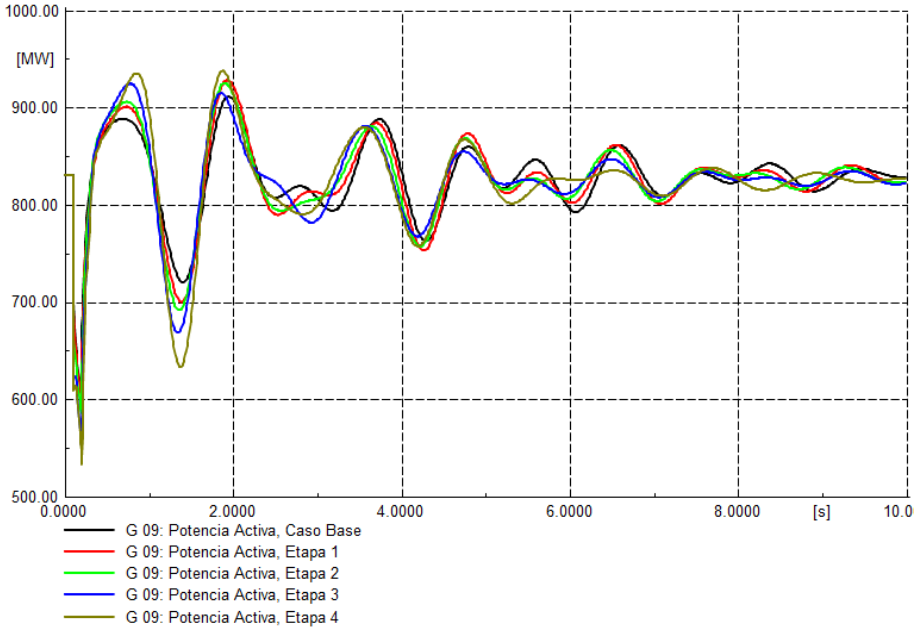
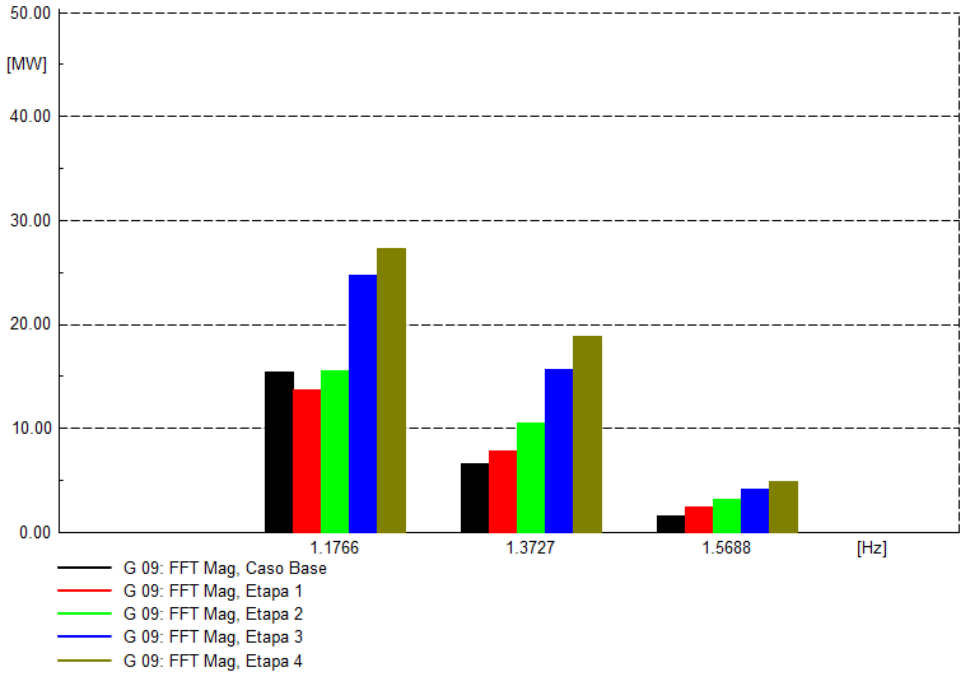


Figura 4-17. Magnitud de los modos de oscilación del Sistema IEEE de 39 barras ante la falla trifásica de la línea 14 – 15



Mediante la identificación modal se validaron los modos locales del sistema obtenidos mediante el análisis modal, y también se validó el aumento en la magnitud de los modos de oscilación a medida que se aumenta el porcentaje de generación renovable no convencional en el sistema eléctrico de potencia de prueba IEEE de 39 barras.

De la identificación modal se puede concluir que aún desde la Etapa 5, equivalente a un 41% de incorporación de generación renovable, se comienzan a presentar problemas de inestabilidad en el sistema.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La implementación de generadores renovables no convencionales en los sistemas de energía eléctrica ha venido en aumento gracias a la concientización ambiental que se tiene a nivel mundial, y también debido a los avances tecnológicos que se han tenido en los inversores de potencia lo cual ha disminuido sus costos.

La incorporación a gran escala de generadores renovables no convencionales en un sistema eléctrico de potencia puede causar problemas de inestabilidad de frecuencia hasta llegar al punto de ocurrir un colapso en el sistema. Por lo tanto, es importante identificar los impactos que acarrea la incorporación de fuentes renovables para así preparar y acondicionar el sistema eléctrico de potencia y combatir los efectos negativos.

En este trabajo se tomaron dos metodologías de análisis de pequeña señal, análisis e identificación modal, para determinar los impactos que se generan en el Sistema IEEE de 39 barras cuando se reemplaza un porcentaje de la generación convencional por fuentes de generación no convencional considerando diferentes escenarios de porcentaje de incorporación de energías renovables.

En este trabajo, para el análisis modal, se propuso un indicador de energía modal con el cual se puede detectar cuándo un sistema de energía eléctrica está próximo a entrar a una zona de inestabilidad ya que va perdiendo energía modal debido a cambios sus dinámicas. En el caso de los sistemas analizados en este trabajo, esos cambios se debieron a la alta incorporación de fuentes renovables no convencionales.

Mediante el análisis modal se pudo identificar que los impactos en la estabilidad de pequeña señal de un sistema de energía eléctrica, en el cual se incorporan o integran

generadores no convencionales basados en inversores, son negativos y a medida que aumenta el porcentaje de la generación no convencional versus la generación convencional se tienen peores efectos ya que los modos de oscilación van aumentando su frecuencia, pero disminuyendo su energía modal indicando que cada vez se acerca más el modo al eje imaginario exponiendo al sistema a llegar a un punto donde se vuelva inestable y hasta posiblemente alcanzando su límite y colapsando.

La identificación modal es una excelente herramienta para identificar los modos de oscilación de un sistema real ya que a partir de registros que se obtienen de medidores y con ayuda de herramientas para procesamiento de señales, mediante un análisis Prony o de la Transformada Rápida de Fourier, no es necesario tener un modelo matemático linealizado del sistema para hacer el análisis de estabilidad de pequeña señal.

Los resultados obtenidos indican que existe un límite para introducir generadores renovables no convencionales. Esta conclusión se obtuvo de los resultados para el Sistema IEEE de 39 barras en el cual se comenzaron a presentar problemas de inestabilidad desde la Etapa 5 equivalente al 41% de incorporación de generación renovable no convencional en el sistema.

5.2 Recomendaciones

Las conclusiones obtenidas en este trabajo no son generalizables para cualquier sistema eléctrico de potencia debido a que los elementos que componen el sistema de potencia varían cambiando las dinámicas de este. Es por esto por lo que como trabajo futuro se tiene aplicar las metodologías de análisis de estabilidad de pequeña señal a otros sistemas de energía eléctrica para identificar los impactos que puedan tener al incorporar fuentes de generación renovable no convencionales.

Otro trabajo futuro tiene que ver con la ubicación óptima de los generadores renovables, es decir, determinar mediante análisis de estabilidad de pequeña señal los lugares más adecuados para ubicar generación renovable no convencional, de tal manera que se garantice estabilidad con el menor impacto.

Para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos de energía, se tiene como trabajo futuro seguir explorando diferentes indicadores que permitan detectar que el sistema se está acercando a un punto de inestabilidad para que así el operador pueda reaccionar a tiempo y haga los ajustes necesarios para recuperar el sistema.

Adicionalmente, como trabajo futuro se propone evaluar soluciones para mitigar los impactos negativos que acarrea la incorporación a gran escala de generadores no convencionales, como por ejemplo el uso de inversores inteligentes que permitan tener una inercia emulada o sintética para aportar al sistema eléctrico de potencia cuando se presentan fallas, o reajustar los PSS´s que estén activos en el sistema para que sean más robustos y permitan estabilizar el sistema ante la nueva condición de incorporación de generadores renovables no convencionales. En general se deben buscar nuevas estrategias para mitigar los efectos negativos introducidos al sistema por la generación renovable no convencional.

6. Bibliografía

Abella, M. A. (2005). *Sistemas Fotovoltaicos*. CIEMAT.

Ackermann, T. (2005). Wind Power in Power Systems. In T. Ackermann (Ed.), *Wind Power in Power Systems*. https://doi.org/10.1002/0470012684

Aguirre, Á. (2009). Energía Eólica. Retrieved February 23, 2020, from GSTRIATUM website: https://gstriatum.com/2009/01/28/energia-eolica/

Alonso Lorenzo, J. A. (2015). Cálculo Instalación Fotovotaica Aislada. Retrieved February 23, 2020, from SUNFIELDS website: https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/

Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (1977). *Power System Control and Stability* (I. S. University & Press, Eds.).

Athay, T., Podmore, R., & Virmani, S. (1979). A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-98*(2), 573–584. https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407

Badii, M. H., Guillen, A., & Abreu, J. L. (2016). Energías Renovables y Conservación de Energía (Renewable Energies and Energy Conservation). In *Daena: International Journal of Good Conscience* (Vol. 11).

Behnke Bew, M., Ellis, E. A., Kazachkov, Y., Mccoy, T., Muljadi, E., Price, W., … Sanchez-Gasca, J. (2007). *Development and Validation of WECC Variable Speed Wind Turbine Dynamic Models for Grid Integration Studies*. Retrieved from http://www.osti.gov/bridgeonlineordering:http://www.ntis.gov/ordering.htm

Betounes, D. (2001). Linearization and Transformation. In *Differential Equations: Theory and Applications* (pp. 231–274). https://doi.org/10.1007/978-1-4757-4971-7_6

Biteznik, C. E. (2015). *Modelado lineal de Sistemas de Potencia. Aplicación al Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal Tesis*. Universidad Nacional de La Plata como.

Byerly, R. T., & Kimbark, E. W. (1974). Stability of Large Electric Power Systems. *IEEE Press*.

Calderón-Guizar, J. G. (2008). Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, *9*(4), 313–317. https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2008.09n4.023

Castillo Meraz, R., Martínez Montejano, R. C., Delgado Aranda, F., & Campos Cantón, I. (2013). Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólcio para la Generación de Energía Eléctrica. *TLATEMOANI*, (13), 24. Retrieved from http://www.eumed.net/rev/tlatemoani/index.htm

Congreso de Colombia. *Ley 1715 de 2014*. , Pub. L. No. 1715 (2014).

Crary, S. B. (1945). *Power System Stability, Vol. I: Steady-State Stability* (Wiley, Ed.). Nueva York.

Crary, S. B. (1947). Power System Stability, Vol II: Transient Stability. In Wiley (Ed.), *Wiley*. Retrieved from https://biblio.co.nz/book/power-system-stability-vol-2-transient/d/448214138

Cuvas Castillo, C. (2006). *Implementación de un medidor fasorial*. Instituto Politécnico Nacional.

De La Peña, J. A., & Rada, J. (2016). On the energy of symmetric matrices and Coulson's integral formula. *Revista Colombiana de Matematicas*, *50*(2), 175–188. https://doi.org/10.15446/recolma.v50n2.62209

DIgSILENT GmbH. (2018). *39 Bus New England System*. *V15,2*, 1–18. Retrieved from https://www.scribd.com/document/341527272/39-Bus-New-England-System

Donoso, L. F. (2011). Energía Eólica en Chile. Retrieved February 24, 2020, from Chile más Energía website: http://chilemasenergia.blogspot.com/2011/11/energia-eolica-en-chile.html

Eftekharnejad, S., Vittal, V., Heydt, G. T., Keel, B., & Loehr, J. (2013). Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: A case study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *4*(4), 960–967. https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2259602

EPRI. (2014). *WECC Second Generation Wind Turbine Models*.

Hernández-Morales, M. G., Espíndola-Heredia, R., Del Valle, G., Pinto, F., Díaz, J., & Hernández, B. (2014). En Busca de los Modos Normales de Oscilación. *XI Encuentro Participación de La Mujer En La Ciencia*, 1–7.

Hingorani, N. G. (1991). FACTS. Flexible AC transmission system. *IEE Conference Publication*, (345), 1–7.

IEA. (2019). Renewables 2019 - Analysis and Forecasts to 2024. *Market Report Series*, 204. Retrieved from https://www.iea.org/reports/renewables-2019/power#abstract

IRENA. (2020). *Renewable Capacity Highlights*. Retrieved from www.irena.org/publications.

Kimbark, E. W. (1948). *Power System Stability, Vol. I: Elements of Stability Calculations* (Wiley, Ed.). Nueva York.

Kimbark, E. W. (1956). *Power System Stability, Vol. III: Synchronous Machines* (Wiley, Ed.). Nueva York.

Klein, M., Roggers, G. J., & Kundur, P. (1991). A Fundamental Study of Inter-area Oscillations in Power Systems. *Transactions on Power Systems*, *6*(3), 914–920. https://doi.org/10.1109/59.119229

Kundur, P. (1993). *Power System Stability And Control by Prabha Kundur*. Electric Power Research Institute.

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Van Cutsem, T., … Taylor, C. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19*(3), 1387–1401. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981

Lammert, G., David, L., Ospina, P., Pourbeik, P., Fetzer, D., & Braun, M. (2016). *Implementation and Validation of WECC Generic Photovoltaic System Models in DIgSILENT PowerFactory*. https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741608

Lammert, G., Ospina, L. D. P., Pourbeik, P., Fetzer, D., & Braun, M. (2016). Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, *2016-Novem*, 3–7. https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741608

Lazard. (2017). Levelized Cost of Energy Analysis. In *Lazard* (Vol. 11).

Lee, D. J., & Wang, L. (2008). Small-signal stability analysis of an autonomous hybrid renewable energy power generation/energy storage system part I: Time-domain simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *23*(1), 311–320. https://doi.org/10.1109/TEC.2007.914309

Li, X., Shi, Y., & Gutman, I. (2012). *Graph Energy* (Springer, Ed.). https://doi.org/10.1007/978-1-4614-4220-2

López Ríos, J., & Messina, A. (2013). *Determinación y Localización de Zonas de Mayor Energía en Sistemas Metodologías TCAD Modal para diseñar diodos de Potencia epitaxiales Eléctricos de recuperación rápida de silicio usando una estructura con*

contacto tipo mosaico P / N.

Maharajan, D., Navees, B., & Kanakaraj, P. (2019). Stability Assessment of Renewable Energy Integrated Power System. *International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE)*, *8*(2S11), 3301–3307. https://doi.org/10.35940/ijrte.B1557.0982S1119

Mansouri, N., Lashab, A., Sera, D., Guerrero, J. M., & Cherif, A. (2019). Large photovoltaic power plants integration: A review of challenges and solutions. *Energies*, *12*(19). https://doi.org/10.3390/en12193798

Mondal, D., Chakrabarti, A., & Sengupta, A. (2014a). Concepts of Small-Signal Stability. In *Power System Small Signal Stability Analysis and Control* (pp. 1–14). https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800572-9.00001-9

Mondal, D., Chakrabarti, A., & Sengupta, A. (2014b). Small-Signal Stability Analysis in Multimachine System. *Power System Small Signal Stability Analysis and Control*, (i), 119–160. https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800572-9.00005-6

Mondal, D., Chakrabarti, A., & Sengupta, A. (2014c). Small-Signal Stability Analysis in SMIB Power System. In *Power System Small Signal Stability Analysis and Control* (pp. 85–118). https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800572-9.00004-4

Morel, J., Obara, S., & Morizane, Y. (2015). Stability enhancement of a power system containing high-penetration intermittent renewable generation. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, *3*(2), 151–162. https://doi.org/10.13044/j.sdewes.2015.03.0012

Mortazavian, S., Shabestary, M. M., & Mohamed, Y. A.-R. I. (2017). Analysis and Dynamic Performance Improvement of Grid-Connected Voltage–Source Converters Under Unbalanced Network Conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *32*(10), 8134–8149. https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2633994

NERC. (2017). *Reliability Guideline: Distributed Energy Resource Modeling*.

NERC. (2018). *Reliability Guideline Power Plant Model Verification for Inverter-Based Resources*.

Padiyar, K. R. (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control* (2nd ed.). Anshan.

Papadopoulos, P. N., & Milanovic, J. V. (2016). Probabilistic Framework for Transient Stability Assessment of Power Systems with High Penetration of Renewable Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *8950*(c), 1–1. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2630799

PowerFactory. (2018). *User Manual 2018*.

Remon, D., Cañizares, C. A., & Rodriguez, P. (2017). Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *11*(11), 2958–2964. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0203

Remon, D., Cantarellas, A. M., Mauricio, J. M., & Rodriguez, P. (2017). Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers. *IET Renewable Power Generation*, *11*(6), 733–741. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0904

Restrepo, J., Viola, J., & Quizhpi, F. (2015). Banco de Emulación de Perfiles de Viento para Aplicaciones en Energía Eólica. *Revista Técnica "Energía," 11*(1), 77–84. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.74

Richardson, M. H. (1997). Is It a Mode Shape, or an Operating Deflection Shape. *Sound & Vibration Magazine*, (30th Anniversary).

Rueda Aguilar, M. (2013). *Análisis de oscilación de baja frecuencia en el sistema eléctrico colombiano mediante el uso de medidas sincronizadas de fasores*. Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá.

Ruiz Vargas, E. Y. (2003). *Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema Eléctrico Colombiano*. Universidad de los Andes.

Sánchez Ramirez, J. A., & Cano Isaza, C. A. (2000). *Estudio de modos de oscilación electromecánicos en sistemas de potencia*. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

Sauer, P. W., & Pai, M. A. (1998). *Power system dynamics and stability*.

Setiadi, H., Krismanto, A. U., Mithulananthan, N., & Hossain, M. J. (2018). Modal interaction of power systems with high penetration of renewable energy and BES systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *97*, 385–395. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.021

Shah, R., Mithulananthan, N., Bansal, R. C., & Ramachandaramurthy, V. K. (2015). A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *41*, 1423–1436. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.027

Singh, M., & Santoso, S. (2008). *Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*. Retrieved from http://www.osti.gov/bridge

Slootweg, J. G., & Kling, W. L. (2003). The impact of large scale wind power generation on

power system oscillations. *Electric Power Systems Research*, *67*(1), 9–20. https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00089-0

Sudarshan, D., & Nadarajah, M. (2012). Assessment and Enhancement of Small Signal Stability of a Renewable-Energy-Based Eletricity Distribution System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *3*(3), 407–415. https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2187079

UPME. (2013). IV Congreso Nacional del Clima y Adaptación. Retrieved November 2, 2017, from http://www.upme.gov.co/Presentaciones/2013/Upme_Adaptacion_CC_Diciembre _ 2013_IDEAM.pdf

UPME. (2018). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – Agosto de 2018*. Retrieved from www.upme.gov.co

Venikov, V. A. (1964). *Transient Phenomenon in Electric Power Systems* (Pergamon, Ed.). Nueva York.

Watkins, D. S. (1982). Understanding the QR Algorithm. *Society for Industrial and Applied Mathematics*, *24*(4), 427–440.

WECC Renewable Energy Modeling Task Force September. (2012). *Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification*.

You, S., Kou, G., Liu, Y., Zhang, X., Cui, Y., Till, M. J., … Liu, Y. (2017). Impact of High PV Penetration on the Inter-Area Oscillations in the U.S. Eastern Interconnection. *IEEE Access*. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2682260

A. Anexo: Parámetros detallados Casos de Estudio (ver Capítulo 4)

A.1 Sistema de dos áreas

A continuación, se muestran los parámetros de los elementos del Sistema de dos áreas usado en este trabajo. Los datos fueron tomados de (Kundur, 1993).

Tabla A-6-1. Demanda de las cargas del Sistema de dos áreas

Carga	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
Load 1	Barra 03	967	100
Load 2	Barra 05	1767	100

Tabla A-6-2. Generadores del Sistema de dos áreas

N° Generador	Barra	Tipo de barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	N° Unidades	Potencia Nominal [MVA]	Factor de potencia
G 1	Bus 1	SL	700	185	1	900	1
G 2	Bus 2	PV	700	235	1	900	1
G 3	Bus 8	PV	719	176	1	900	1
G 4	Bus 6	PV	700	202	1	900	1

Los parámetros de los generadores, en por unidad (p.u.) de los MVA y kV:

$X_d = 1.8$ $X_q = 1.7$ $X_l = 0.2$ $X'_d = 0.3$ $X'_q = 0.55$

$X''_d = 0.25$ $X''_q = 0.25$ $R_a = 0.0025$ $T'_{d0} = 8.0\ s$ $T'_{q0} = 0.4\ s$

$T''_{d0} = 0.03\ s$ $T''_{q0} = 0.05\ s$ $A_{Sat} = 0.015$ $B_{Sat} = 9.6$ $\Psi_{Tl} = 0.9$

$H = 6.5$ (para G1 y G2) $H = 6.175$ (para G3 y G4) $K_D = 0$

Tabla A-6-3. Tensiones generadores Sistema de dos áreas

N° Generador	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
G 1	1.03	20.2
G 2	1.01	10.5
G 3	1.03	-6.8
G 4	1.01	-17.0

Tabla A-6-4. Impedancias Sistema de dos áreas

Impedancia	Potencia Reactiva [Mvar]
Impedancia 1	-200
Impedancia 2	-350

Tabla A-6-5. Transformadores del Sistema de dos áreas

Transformador	Sr [MVA]	Ur HV [kV]	Ur LV [kV]	R [p.u.]	X [p.u.]
Trf 1	900.	230	20	0.	0.016666
Trf 2	900.	230	20	0.	0.016666
Trf 3	900.	230	20	0.	0.016666
Trf 4	900.	230	20	0.	0.016666

Tabla A-6-6. Barras del Sistema de dos áreas

Barra	Tensión [kV]
Barra 01	230.
Barra 02	230.
Barra 03	230.
Barra 04	230.
Barra 05	230.
Barra 06	230.
Barra 07	230.
Barra ac1	20.
Barra ac2	20.
Barra ac3	20.
Barra ac4	20.

Los parámetros de las líneas en p.u. en 100 MVA, 230 kV de base son:

$$r = 0.0001\, p.u./km \qquad x_L = 0.001\, p.u./km \quad b_C = 0.00175\ p.u./km$$

Tabla A-6-7. Líneas Sistema de dos áreas

Línea	Tamaño [km]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	B' [μF/km]
Línea 1	25	0.0529	0.529	3.3075
Línea 2	10	0.0529	0.529	3.3075
Línea 3	110	0.0529	0.529	3.3075
Línea 4	110	0.0529	0.529	3.3075
Línea 5	110	0.0529	0.529	3.3075
Línea 6	110	0.0529	0.529	3.3075
Línea 7	10	0.0529	0.529	3.3075
Línea 8	25	0.0529	0.529	3.3075

Tabla A-6-8. Resumen caso de estudio Sistema de dos áreas

Carga Total	**MW**	2734
	Mvar	200
Generación Total	**MW**	2819
	Mvar	798
Pérdidas Totales	**MW**	85
N° Generadores		4
N° Barras		11
N° Líneas		8

A.2 Sistema IEEE de 39 barras

De (DIgSILENT GmbH, 2018) se obtuvieron los parámetros para los diferentes elementos del Sistema IEEE de 39 barras estudiado en este trabajo.

Tabla A-6-9. Demanda de las cargas del Sistema IEEE de 39 barras

Carga	Barra	P [MW]	Q [Mvar]
Carga 03	Barra 03	322.0	2.40
Carga 04	Barra 04	500.0	184.0
Carga 07	Barra 07	233.8	84.0
Carga 08	Barra 08	522.	176.0
Carga 12	Barra 12	7.5	88.0
Carga 15	Barra 15	320.0	153.0
Carga 16	Barra 16	329.0	32.3
Carga 18	Barra 18	158.0	30.0
Carga 20	Barra 20	628.0	103.0
Carga 21	Barra 21	274.0	115.0
Carga 23	Barra 23	247.5	84.6
Carga 24	Barra 24	308.6	-92.2
Carga 25	Barra 25	224.0	47.2
Carga 26	Barra 26	139.0	17.0
Carga 27	Barra 27	281.0	75.5
Carga 28	Barra 28	206.0	27.6
Carga 29	Barra 29	283.5	26.9
Carga 31	Barra 31	9.2	4.6
Carga 39	Barra 39	1104.0	250.0

Tabla A-6-10. Generadores en el sistema IEEE de 39 barras

N° Generador	Barra	Tipo de barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	N° Unidades	Potencia Nominal [MVA]	Factor de potencia
G 01	Bus 39	PV	1000	88	1	10000	0.85
G 02	Bus 31	SL	520	198	1	700	0.85

G 03	Bus 32	PV	650	205	1	800	0.85
G 04	Bus 33	PV	632	110	1	800	0.85
G 05	Bus 34	PV	508	166	2	300	0.85
G 06	Bus 35	PV	650	212	1	800	0.85
G 07	Bus 36	PV	560	101	1	700	0.85
G 08	Bus 37	PV	540	0	1	700	0.85
G 09	Bus 38	PV	830	22	1	1000	0.85
G 10	Bus 30	PV	250	146	1	1000	0.85

Tabla A-6-11. Parámetros generadores Sistema IEEE de 39 barras a)

Unidad No.	**H [s]**	**Ra [p.u.]**	x'_d **[p.u.]**	x'_q **[p.u.]**	x_d **[p.u.]**	x_q **[p.u.]**	T'_{d0} **[s]**
1	500	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7
2	30.3	0	0.0697	0.17	0.295	0.282	6.56
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69
5	26	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.29	0.28	6.7
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79
10	42	0	0.031	0.05	0.1	0.069	10.2

Tabla A-6-12. Parámetros generadores Sistema IEEE de 39 barras b)

Unidad No.	T'_{q0} **[s]**	x_l **[p.u.]**	x'' **[p.u.]**	T''_{d0} **[s]**	T''_{q0} **[s]**
1	0.7	0.003	0.004	0.05	0.035
2	1.5	0.035	0.05	0.05	0.035
3	1.5	0.0304	0.045	0.05	0.035
4	1.5	0.0295	0.035	0.05	0.035
5	0.44	0.054	0.089	0.05	0.035
6	0.4	0.0224	0.04	0.05	0.035

7	1.5	0.0322	0.044	0.05	0.035
8	0.41	0.028	0.045	0.05	0.035
9	1.96	0.0298	0.045	0.05	0.035
10	0	0.0125	0.025	0.05	0.035

Tabla A-6-13. Datos barras del Sistema IEEE de 39 barras

Barra	Tensión [kV]
Barra 01	345.
Barra 02	345.
Barra 03	345.
Barra 04	345.
Barra 05	345.
Barra 06	345.
Barra 07	345.
Barra 08	345.
Barra 09	345.
Barra 10	345.
Barra 11	345.
Barra 12	138.
Barra 13	345.
Barra 14	345.
Barra 15	345.
Barra 16	345.
Barra 17	345.
Barra 18	345.
Barra 19	345.
Barra 20	230.
Barra 21	345.
Barra 22	345.
Barra 23	345.
Barra 24	345.
Barra 25	345.

Barra 26	345.
Barra 27	345.
Barra 28	345.
Barra 29	345.
Barra 30	16.5
Barra 31	16.5
Barra 32	16.5
Barra 33	16.5
Barra 34	16.5
Barra 35	16.5
Barra 36	16.5
Barra 37	16.5
Barra 38	16.5
Barra 39	345.

Tabla A-6-14. Datos de las líneas del Sistema IEEE de 39 barras

Línea	Tamaño [km]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]
Línea 01 - 02	163.0643	0.02554745	0.3	0.0095491
Línea 01 - 39	99.1875	0.012	0.3	0.0168514
Línea 02 - 03	59.90925	0.02582781	0.3	0.0095677
Línea 02 - 25	34.1205	0.244186	0.3	0.009536
Línea 03 - 04	84.50775	0.01830986	0.3	0.0058386
Línea 03 - 18	52.76775	0.02481203	0.3	0.0090296
Línea 04 - 05	50.784	0.01875	0.3	0.0058892
Línea 04 - 14	51.18075	0.01860465	0.3	0.0060177
Línea 05 - 06	10.3155	0.02307692	0.3	0.0093763
Línea 05 - 08	44.436	0.02142857	0.3	0.0074026
Línea 06 - 07	36.501	0.01956522	0.3	0.0068993
Línea 06 - 11	32.5335	0.02560976	0.3	0.0095149
Línea 07 - 08	18.2505	0.02608696	0.3	0.0095247
Línea 08 - 09	144.0202	0.01900826	0.3	0.0058864
Línea 09 - 39	99.1875	0.012	0.3	0.0269622
Línea 10 - 11	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523

Línea 10 - 13	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523
Línea 13 - 14	40.07175	0.02673267	0.3	0.0095825
Línea 14 - 15	86.09475	0.02488479	0.3	0.009474
Línea 15 - 16	37.2945	0.0287234	0.3	0.0102184
Línea 16 - 17	35.31075	0.02359551	0.3	0.0084699
Línea 16 - 19	77.36625	0.02461538	0.3	0.0087569
Línea 16 - 21	53.56125	0.01777778	0.3	0.0106018
Línea 16 - 24	23.40825	0.01525424	0.3	0.006474
Línea 17 - 18	32.5335	0.02560976	0.3	0.0090353
Línea 17 - 27	68.63775	0.02254335	0.3	0.010442
Línea 21 - 22	55.545	0.01714286	0.3	0.0102914
Línea 22 - 23	38.088	0.01875	0.3	0.0108013
Línea 23 - 24	138.8625	0.01885714	0.3	0.0057937
Línea 25 - 26	128.1503	0.02972136	0.3	0.0089213
Línea 26 - 27	58.32225	0.02857143	0.3	0.0091555
Línea 26 - 28	188.0595	0.02721519	0.3	0.0092457
Línea 26 - 29	247.9688	0.02736	0.3	0.009248
Línea 28 - 29	59.90925	0.02781457	0.3	0.0092627

Tabla A-6-15. Datos de los transformadores del Sistema IEEE de 39 barras

Transformador	Sr [MVA]	Ur HV [kV]	Ur LV [kV]	R [p.u.]	X [p.u.]
Trf 02 - 30	1000.	345.	16.5	0.	0.181
Trf 06 - 31	700.	345.	16.5	0.	0.175
Trf 10 - 32	800.	345.	16.5	0.	0.16
Trf 11 - 12	300.	345.	138.	0.0048	0.1304999
Trf 13 - 12	300.	345.	138.	0.0048	0.1304999
Trf 19 - 20	1000.	345.	230.	0.007	0.138
Trf 19 - 33	800.	345.	16.5	0.0056	0.1135999
Trf 20 - 34	600.	230.	16.5	0.0054	0.108
Trf 22 - 35	800.	345.	16.5	0.	0.1144
Trf 23 - 36	700.	345.	16.5	0.0035	0.1904
Trf 25 - 37	700.	345.	16.5	0.0042	0.1624

Trf 29 - 38	1000.	345.	16.5	0.008	0.156

Tabla A-6-16. Resumen de caso de estudio del Sistema IEEE de 39 barras

Carga Total	**MW**	6097.1
	Mvar	1408.9
Generación Total	**MW**	6140.84
	Mvar	1248.42
Pérdidas Totales	**MW**	43.742
N° Generadores		10
N° Barras		39
N° Líneas		34