

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS MODAL PARA EVALUAR EL IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEBIDO A LA GENERACIÓN EÓLICA

**Determinación de la ubicación óptima de parques eólicos
considerando la estabilidad de pequeña señal del sistema
eléctrico de potencia**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRICIDAD**

RICARDO ANDRES TAPIA INTRIAGO

ricardotapia1998@gmail.com

DIRECTOR: Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA (PhD)

jose.oscullo@epn.edu.ec

DMQ, 29 de agosto 2022

CERTIFICACIONES

Yo, RICARDO ANDRES TAPIA INTRIAGO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



Sr. RICARDO ANDRES TAPIA INTRIAGO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por RICARDO ANDRES TAPIA INTRIAGO, bajo mi supervisión.



PhD. JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

ESTUDIANTE: Sr. Ricardo Andres Tapia Intriago

DIRECTOR: Prof. Dr. José Antonio Oscullo Lala (PhD)

DEDICATORIA

A mis padres y hermanas quienes me han apoyado a lo largo de mi vida de manera incondicional.

AGRADECIMIENTO

Agradecerle primeramente a Dios por haberme brindado la salud y fortaleza a lo largo de mi periodo de estudios y durante la realización de este trabajo.

Al Dr. José Antonio Oscullo por su guía y gran ayuda que me permitió realizar el presente trabajo de manera satisfactoria.

A mis padres Julio y Fanny quienes me han apoyado desde el primer día y por quienes he logrado cumplir mis metas, decirles que los quiero mucho y que estoy eternamente agradecido con ellos.

A mis hermanas Génessis, Victoria y a la pequeña Julia a quienes siempre tengo en mi mente y corazón. Con los recuerdos me han sabido alegrar en los momentos difíciles.

A todos mis amigos dentro y fuera de la universidad y en especial a mi novia María José quienes me ha apoyado en este trayecto y con quienes he compartido muchos momentos de felicidad a lo largo de mi vida y carrera universitaria.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
1.3. ALCANCE.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL CONSIDERANDO GENERACIÓN EÓLICA.....	7
2.1.1. Impactos de la Generación Eólica a la Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema de Potencia.....	7
2.1.2. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal.....	8
2.2. MODELACIÓN DE PARQUES EÓLICOS.....	11
2.2.1. Modelo Genérico Equivalente de un Parque de Generación Eólico.....	11
2.2.2. Modelo Compuesto de Parque de Generación Eólico.....	13
2.2.3. Modelo del Generador Estático (VSC).....	17
2.2.4. Sistema de Control de Parque de Generación Eólico (Wind Power Plant Control).....	18
2.2.5. Determinación de los Valores Iniciales de Potencia Activa y Reactiva en Terminales del Parque Eólico.....	22
3. METODOLOGÍA.....	24
3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	24
3.1.1. Creación de los Escenarios de Estudio y Selección de las Barras Candidatas para conectar el Parque Eólico.....	25
3.1.2. Selección de los Modos Oscilatorios de Interés.....	25
3.1.3. Selección de la Ubicación del Parque Eólico Considerando la Estabilidad de Pequeña Señal.....	26

4.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE ESTUDIO	28
4.1.	CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA.....	28
4.1.1.	Sistema de Potencia IEEE de 39 Barras “New England”	28
4.2.	ESCENARIOS DE ESTUDIO	30
4.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	31
4.3.1.	Escenario de Demanda Máxima	31
4.3.2.	Escenario de Demanda Media	33
4.3.3.	Escenario de Demanda Mínima	36
4.3.4.	Selección del Punto de Conexión del Parque Eólico en el Sistema de Estudio	38
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	44
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46
7.	ANEXOS	50

GLOSARIO

SEP: Sistemas eléctricos de potencia

On-shore: Centrales eólicas instaladas en tierra

Off-shore: Centrales eólicas instaladas en mar

WECs: Conversores de energía eólica

RESUMEN

Por medio del presente trabajo se determina la influencia de la ubicación del punto de conexión a la red de un parque de generación eólico, considerando la estabilidad de pequeña señal en el sistema de potencia modelado en el software especializado de ingeniería PowerFactory de DlgSILENT. Para analizar la estabilidad oscilatoria del sistema de estudio es necesario considerar la dinámica del parque eólico. En el estudio la dinámica se representa mediante un modelo equivalente, el cual permite integrar esta característica de un conjunto de turbinas eólicas.

Se desarrolla una metodología para establecer la ubicación óptima del punto de conexión del parque de generación eólico, considerando la estabilidad oscilatoria del SEP, en función de un análisis probabilístico del nivel de amortiguamiento obtenido por medio de la herramienta de Análisis Modal para escenarios determinísticos de demanda: máxima, media y mínima. El nivel de amortiguamiento en el sistema analizado corresponderá a los modos oscilación críticos obtenidos, los mismos que son comparados con el nivel de amortiguamiento para alcanzar la seguridad deseada en el sistema.

La metodología propuesta se aplica en el sistema de prueba de 39 barras "New England", la misma ha presentado buenos resultados, al determinar el punto de conexión del parque eólico considerando el mejor nivel de estabilidad oscilatoria del sistema de estudio.

PALABRAS CLAVE: Sistemas eléctricos de potencia, estabilidad de pequeña señal, estabilidad oscilatoria, generación eólica, análisis modal.

ABSTRACT

The present paper determines the influence of location of grid connection point of a wind farm, considering small-signal stability of power system modeled in the specialized engineering software PowerFactory of DIgSILENT. To analyze the oscillatory stability of system under study it is necessary to consider dynamics of wind farm, in the study these dynamics are represented by an equivalent model which allows to integrate the dynamic characteristic of a set of wind turbines.

A methodology is developed to establish the optimal location of wind farm connection point, considering the oscillatory stability of EPS, based on a probabilistic analysis of the damping level obtained, by means, of Modal Analysis tool for deterministic demand scenarios: maximum, average and minimum. Damping level in the analyzed system will correspond to critical oscillation modes obtained by comparing them with desired damping level for the system under study.

The application of the proposed methodology was carried out in the 39-bar test system "New England" presenting good results, consequently allowing to establish the connection point of the wind farm that allows to improve the oscillatory stability of the system under study.

KEYWORDS: Power systems, small-signal stability, oscillatory stability, wind generation, modal analysis.

1 INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica y la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ producidas por la matriz eléctrica, el ingreso de nuevos tipos de tecnologías de generación eléctrica en base a recursos renovables como el viento están siendo implementadas en los sistemas de potencia (SEP).

Esta situación, ha llevado a los sistemas de potencia a incrementar el uso de generación amigable con el ambiente; como es el caso del recurso eólico con fines de generación eléctrica por medio de la agrupación de turbinas eólicas, lo cual es conocido como parque de generación eólico [1]. La capacidad de generación en base a energías renovables a nivel mundial ha aumentado de 1443.9 MW en 2012 a una capacidad total de 3063.9 MW en el año 2021 de los cuales 769.2 MW corresponde a energía eléctrica producida en los parques eólicos On-shore y 55.7 MW por parques eólicos Off-shore [2].

Los datos presentados indican una tendencia creciente del uso de la energía eólica en la matriz energética de los sistemas de potencia, por esta situación, es de gran importancia realizar el estudio de los efectos de la inclusión de la generación eólica en el sistema eléctrico. Así, este trabajo busca contribuir mediante el análisis del impacto en la estabilidad de pequeña señal del sistema debido a la ubicación eléctrica del punto de conexión de un parque eólico.

La estabilidad de un sistema de potencia se clasifica en [3]:

- Estabilidad de Voltaje
- Estabilidad de Frecuencia
- Estabilidad de Resonancia
- Estabilidad por Driven-Converter
- **Estabilidad Angular**

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad del SEP de mantener voltajes estables en todas las barras del sistema ante una contingencia o perturbación en el sistema mientras que la estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad del SEP de mantener la frecuencia del sistema dentro de límites aceptables posterior a existir un desbalance generación-demanda [3].

La estabilidad de resonancia abarca la resonancia subsincrónica (SSR) que estudia el intercambio de energía que sucede (i) entre la compensación serie y las frecuencias

mecánicas torsionales del grupo turbina-generator o (ii) entre la compensación serie y las características eléctricas del generador de forma periódica con un comportamiento oscilatorio [3].

La estabilidad por elementos electrónicos de potencia en el SEP (como en inglés se denomina Driven-Converter) estudia la afectación de la estabilidad del sistema debido a la integración de equipos y dispositivos basados en convertidores estáticos de potencia hacia las oscilaciones electromecánicas de las máquinas y la red [3], [4].

La estabilidad angular o de ángulo del rotor se refiere a la capacidad de mantener dentro de límites aceptables el ángulo de conexión de los generadores síncronos en un SEP bajo condiciones normales de operación o cuando el sistema este sujeto a una perturbación. Debido al tamaño de la perturbación, si es grande o pequeña, es posible clasificar a la estabilidad angular en estabilidad transitoria y en estabilidad de pequeña señal respectivamente [3], [5].

El análisis de estabilidad de pequeña señal en un SEP requiere el uso de herramientas matemáticas que permitan obtener información acerca del nivel de estabilidad del mismo, entre las herramientas implementadas y aceptadas en el campo de la ingeniería son las siguientes [5]:

- Lugar geométrico de las raíces.
- Respuesta en frecuencia.
- **Análisis Modal.**

La técnica de lugar geométrico de las raíces consiste en un método gráfico mediante el cual se distribuye en el plano complejo las raíces de la ecuación característica de la matriz de estado **A** del sistema modelado. La ventaja principal es que permite analizar el desplazamiento de las raíces en el plano complejo a medida que varía un parámetro. La desventaja de esta técnica es que analiza un escenario de operación en particular, por lo cual se observa la respuesta del sistema ante una variable local, sin considerar las variables globales del sistema [5], [6].

El método de respuesta en frecuencia consiste en realizar y estudiar los diagramas de Bode y Nyquist obtenidos a partir de la representación de funciones de transferencia entre las señales de entrada y salida de un área específica del sistema [5], [7].

El análisis modal es la herramienta matemática implementada en el presente trabajo, la cual permite determinar las características de la dinámica oscilatoria inherente del sistema

analizado a través de los valores y vectores propios de la matriz de estado a partir de los cuales es posible determinar las frecuencias y nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas ante la presencia de una perturbación en el SEP. El análisis modal hace uso de la ecuación característica obtenida a partir de la matriz de estado **A**, que se obtiene del sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales que representa la modelación de los diferentes elementos y equipos del sistema, la condición operativa y el estado de los dispositivos de control del sistema para analizar la estabilidad de pequeña señal [8], [9].

Del análisis del estado del arte se determinó que la ubicación de parques eólicos en un SEP considera aspectos técnicos como son:

- Estabilidad de Voltaje.
- Pérdidas de Potencia Activa.
- **Estabilidad de Pequeña Señal.**

La ubicación de parques eólicos considerando el impacto sobre la estabilidad de voltaje es materia de estudio, dado que la baja respuesta inercial que poseen los generadores eólicos la afecta de manera directa [10]. En [11] se propone un algoritmo que minimiza una función multiobjetivo que considera un incremento en el perfil de voltaje para determinar la ubicación de parques eólicos en el sistema, con el cual acrecentar el margen de estabilidad de voltaje del sistema de potencia. En [12] se analiza la ubicación de un parque eólico a través de una función objetivo que considera la minimización de las desviaciones de voltaje logrando que la localización de la central eólica incremente el nivel de estabilidad de voltaje del SEP.

El análisis del impacto de la ubicación de parques eólicos considerando las pérdidas de potencia activa del sistema ha sido investigado. Debido al impacto que tiene la ubicación del punto de interconexión del parque eólico sobre el nodo y la distribución del flujo de potencia del sistema, situación que posibilita alcanzar un impacto positivo o negativo en las pérdidas del mismo [13]. Así mismo, el recurso eólico al encontrarse en zonas alejadas genera la necesidad de construir líneas de conexión a una barra en particular del SEP, y dependiendo de la barra de conexión, esta situación afecta la distancia eléctrica entre el punto de conexión del generador eólico y la carga, lo cual, conlleva incrementos en las pérdidas de potencia activa en el SEP. Haciendo uso de algoritmos de optimización que consideran las pérdidas, es posible inferir la ubicación óptima de conexión del parque de generación eólico al sistema, siendo la búsqueda en general, minimizar las pérdidas de potencia [14], [15], [16].

La conexión de parques eólicos al sistema eléctrico requiere de equipos y dispositivos que permitan cumplir las condiciones de voltaje, ángulo y velocidad para su conexión, situación que se logra mediante convertidores basados en electrónica de potencia. La integración a gran escala de centrales de este tipo de tecnología posee el potencial de afectar el nivel de amortiguamiento del sistema, lo cual es un indicador de la afectación en el torque de amortiguamiento en el SEP [17], [18], [19].

El punto de conexión afecta la distribución del flujo de potencia del sistema, lo cual impacta de manera indirecta el nivel de amortiguamiento del SEP. Determinar el efecto de la ubicación sobre el nivel de amortiguamiento es posible mediante la integración del parque eólico en distintos posibles puntos de interconexión con el SEP, de esta forma, resulta factible inferir si la conexión de la central eólica en dicho punto ha mejorado el nivel de amortiguamiento de los modos de oscilación existentes en el sistema, con respecto a los otros posibles puntos de conexión del sistema [17] [20], [21].

Estudios realizados en [22] evaluaron el impacto que genera la conexión de parques eólicos basados en máquinas de inducción doblemente alimentadas (DFIG), los resultados obtenidos determinaron que la integración de generadores en base a este tipo de tecnología puede generar niveles de amortiguamiento negativos bajo condiciones operativas fluctuantes, resultado del comportamiento estocástico de la velocidad del viento.

En [17] y [23] se presenta el impacto que genera la integración de centrales eólicas sobre el nivel de amortiguamiento del sistema de potencia de Nueva Zelanda, se evalúan diferentes escenarios de estudio implementado la herramienta de Análisis Modal donde se observa que el nivel de amortiguamiento del sistema se ve afectado principalmente por los distintos tipos de tecnología de los convertidores de energía eólica (WECs) existentes en aerogeneradores.

En [24] se analizó el impacto de parques eólicos de diferentes tecnologías de aerogeneradores en el sistema de potencia de Noruega, los resultados demostraron que la conexión de parques eólicos basados en generadores de velocidad fija tiende a ingresar modos oscilatorios de baja frecuencia con un nivel de amortiguamiento mayor que parques eólicos basados en generadores de velocidad variable. En [25] se presentan los resultados de integrar generación eólica al SEP concluyendo que el impacto sobre la estabilidad de pequeña señal puede ser positivo o negativo dependiendo de varios aspectos como las condiciones operativas, la capacidad del parque eólico y del punto de conexión con la red. Finalmente estudios efectuados en [26] determinaron, mediante simulación en sistemas de

prueba, que es posible mejorar el nivel de amortiguamiento del sistema ejerciendo control sobre el voltaje en terminales del generador eólico.

En base a lo señalado, es posible inferir que la ubicación del parque eólico desde el punto de vista de conexión a una barra existente del SEP puede contribuir en mejorar o no el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. En el presente trabajo, se abordará exclusivamente los efectos hacia la estabilidad de pequeña señal del sistema desde el punto de vista topológico de la red, al considerar una u otra conexión del parque eólico a una barra existente del SEP.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio para determinar la influencia de ubicación de la conexión de un parque eólico en un sistema de potencia considerando la estabilidad de pequeña señal.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar el estado del arte sobre la influencia de la ubicación de un parque eólico en términos de estabilidad oscilatoria en un sistema de potencia.
2. Desarrollar un modelo dinámico de parque de generación eólico para un sistema de potencia de prueba en software de ingeniería especializado considerando solamente los dispositivos necesarios para el análisis de estabilidad oscilatoria.
3. Establecer y evaluar escenarios determinísticos mediante los cuales inferir la influencia de la ubicación de la conexión de un parque eólico en la estabilidad oscilatoria del sistema de potencia.
4. Proponer una metodología que permita determinar la influencia de la ubicación del parque eólico para mejorar el nivel de estabilidad oscilatoria.

1.3 ALCANCE

De acuerdo con lo indicado en los numerales anteriores, cuando un sistema presenta modos de oscilación poco o negativamente amortiguados, es decir, el sistema presenta un pobre amortiguamiento para una condición operativa, depende principalmente de la

topología, despacho y estado de operación de los dispositivos de control en el momento de la perturbación.

La mayor parte de los trabajos de investigación de la literatura especializada en el tema de estabilidad de pequeña señal parten de la consideración de que el punto de conexión de un parque eólico se encuentra definido. El presente trabajo, busca dar respuesta a la influencia de la ubicación del punto de conexión en el SEP de un parque de generación eólico mediante el análisis de estabilidad angular obtenido realizado en base al "Análisis Modal", considerando el modelo dinámico unidades de generación de un parque eólico.

Se busca establecer escenarios determinísticos, considerando que, para el punto de conexión de un parque eólico al SEP, dada la ubicación del recurso, se reduce a un número muy pequeño de posibilidades. En base a esta característica y considerando el análisis modal se aplicará en un sistema de prueba para diferentes niveles de demanda, a saber: máxima, media y mínima.

Mediante la herramienta de Análisis Modal de PowerFactory, se observará el nivel de amortiguamiento del sistema dado por los modos de oscilación críticos en cada escenario y con ello establecerá el escenario de conexión que presente el mayor nivel de amortiguamiento para cada una de las condiciones operativas del sistema de prueba. Con esta información se determinará la ubicación del punto de conexión del parque de generación eólica que mejora el nivel de estabilidad de pequeña señal del sistema.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL CONSIDERANDO GENERACIÓN EÓLICA

En la actualidad los SEP se caracterizan por la integración de generación en base a recursos renovables como energía eólica y energía solar, los cuales, para su conexión a la red eléctrica utilizan dispositivos basados en convertidores estáticos. Para el caso de la generación eólica, su conexión al sistema eléctrico plantea nuevos retos a la ingeniería referente a la estabilidad y despacho, siendo necesario estudiar varios escenarios en los que se consideren las condiciones operativas y contingencias y establecer estrategias de control para mitigar los impactos de este tipo de tecnología al sistema de potencia [27].

A continuación, se presenta los principales impactos de la generación eólica al sistema de potencia, las técnicas implementadas y conceptos que permiten monitorear y mitigar el nivel de amortiguamiento de su operación sobre la estabilidad de pequeña señal del SEP.

2.1.1 Impactos de la Generación Eólica a la Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema de Potencia

En los últimos años, la integración de parques eólicos al sistema de potencia ha presentado un impulso, por un lado, debido a que este tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica es amigable con el ambiente y por otro lado, la existencia de equipos y dispositivos a precios accesibles. Sin embargo, eventos operativos e investigaciones realizadas en los sistemas han determinado que la conexión de aerogeneradores al SEP tiene el potencial de afectar la estabilidad de pequeña señal ingresando nuevos modos oscilatorios de baja frecuencia, poco amortiguados, lo que compromete la estabilidad oscilatoria del sistema [18].

La conexión de sistemas de generación eólicos a una barra existente del SEP genera una redistribución del flujo de potencia, al igual que lo hace la conexión de cualquier otro tipo de generador, la diferencia radica en que debido a la estocasticidad del recurso eólico, la potencia eléctrica útil proporcionada al sistema por la turbina eólica presenta valores variables como se presenta en la Figura 2.1, lo cual compromete la estabilidad de pequeña señal del sistema de potencia debido a la integración de modos oscilatorios de baja frecuencia poco amortiguados por parte de parques eólicos. La conexión de aerogeneradores en sistemas de potencia dominados por máquinas sincrónicas genera cambios en la dinámica y características de funcionamiento del sistema, debido a la

integración de convertidores estáticos y sus cortos tiempos de accionamiento, lo cual impacta de manera negativa en la respuesta inercial del sistema, comprometiendo la estabilidad oscilatoria [20].

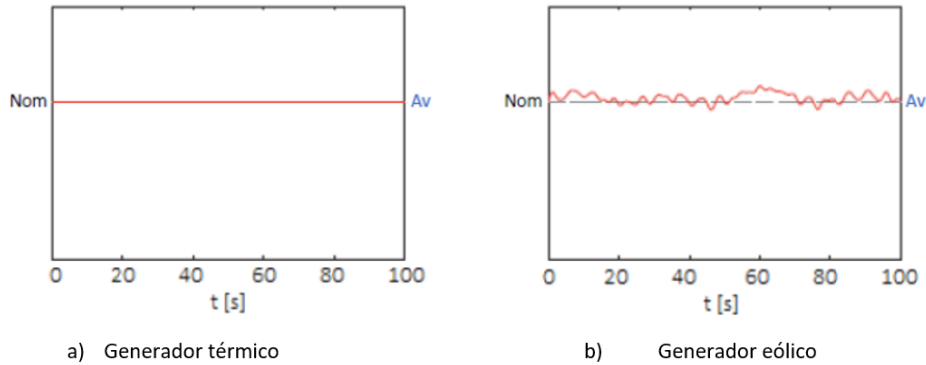


Figura 2.1. Señales de potencia de salida para: (a) generador térmico (b) generador eólico [28].

En las siguientes secciones se describe la teoría correspondiente al análisis de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia, la modelación en software especializado de un parque de generación eólico y la metodología propuesta para determinar la ubicación de parques eólicos que permita mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema de potencia.

2.1.2 Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal

Como se indicó en la sección 2.1.1, la integración de centrales eólicas al sistema de potencia trae consigo distintas afectaciones que impactan la estabilidad de pequeña señal. La herramienta matemática más implementada en ingeniería para realizar el estudio de estabilidad de pequeña señal de sistemas dinámicos es el Análisis Modal, el cual permite obtener la frecuencia y nivel de amortiguamiento de los modos oscilatorios desde los valores y vectores propios de la matriz de estado **A**, obtenida de la linealización del modelo del SEP establecido a través de ecuaciones diferenciales no lineales (2.1) donde las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo [19].

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= f(x, x_u, u) \\ 0 &= g(x, x_u, u) \\ y &= h(x, x_u, u) \end{aligned} \quad (2.1)$$

Donde:

x : Vector de variables de estado

x_u : Vector de variables algebraicas

u : Vector de entradas

y : Vector de salidas

f : Simboliza la característica no lineal de los elementos que forman parte del sistema

g : Simboliza las ecuaciones no lineales del sistema

h : Simboliza las ecuaciones no lineales de salida

Mediante la linealización de las ecuaciones que describen el estado del sistema es posible analizar el comportamiento en la cercanía del punto de operación; ante pequeñas perturbaciones en sus entradas u . Las condiciones iniciales de un sistema parten del concepto de que las variables de estado en su valor inicial son constantes, haciendo que su derivada sea cero, como se presenta en la ecuación 2.2 [19].

$$0 = \frac{dx_0}{dt} = f(x_0, u_0) \quad (2.2)$$

La matriz de estado \mathbf{A} de cualquier sistema de potencia depende de las condiciones operativas y de la topología de la red, de tal manera que al modificar el punto de conexión del parque eólico en el sistema, variará su topología haciendo que la matriz \mathbf{A} sea susceptible a la ubicación del parque eólico [25].

Mediante la ecuación 2.3, correspondiente a la ecuación característica de la matriz de estado \mathbf{A} , es posible determinar los valores propios λ de \mathbf{A} . En caso de que la matriz \mathbf{A} sea real, los valores propios λ_i tendrán la forma $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ [19].

$$0 = \det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) \quad (2.3)$$

Donde:

λ : Valores propios de \mathbf{A}

\mathbf{I} : Matriz identidad cuadrada

Mediante la ecuación 2.4 es posible determinar el nivel de amortiguamiento de los modos oscilatorios existentes en el sistema de estudio, incluidos los modos de oscilación generados por el ingreso del parque eólico a la red. La ecuación 2.5 permite determinar la frecuencia en Hz a la cual oscila el modo oscilatorio λ_i .

$$\xi_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (2.4)$$

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (2.5)$$

Donde:

σ_i : Componente real del i-ésimo modo de oscilación

ω_i : Componente imaginaria del i-ésimo modo de oscilación

Dependiendo de la de frecuencia que presenten los modos de oscilación λ_i , es posible clasificarlos como se presenta a continuación [8]:

- **Modos intra-planta:** Los modos intra-planta consisten en modos oscilatorios con un rango de frecuencia entre 2 y 3 Hz. El origen de estos modos se debe a las oscilaciones electromecánicas existentes entre las máquinas síncronas que conforman una central de generación eléctrica.
- **Modos locales:** Corresponden a modos de oscilación con un rango de frecuencia entre 1 y 2 Hz. El término local es debido a que las oscilaciones electromecánicas se presentan entre las máquinas que forman parte una central de generación y el resto del SEP. Este tipo de modos aparecen principalmente debido a las conexiones débiles existentes entre el sistema de generación y el SEP.
- **Modos inter-área:** Los modos inter-área son aquellos modos oscilatorios con un rango de frecuencia entre 0.1 y 1 Hz. La aparición de este tipo de modos se debe a las respuestas de grupos de máquinas de generación eléctrica de diferentes áreas que generan oscilaciones electromecánicas entre sí.
- **Modos torsionales:** Corresponden a modos oscilatorios con rango de frecuencia entre 10 y 46 Hz. Estos modos se originan en la interacción existente entre sistemas de control, bancos capacitivos, etc. con la dinámica del sistema eje-turbina-generador.
- **Modos de control:** Los modos de control corresponden aquellos modos de oscilación que presentan una frecuencia mayor a 4 Hz. Están relacionados con los distintos sistemas de control, convertidores HVDC, etc.

2.2 MODELACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

La incorporación de aerogeneradores a la matriz energética global ha incrementado debido al crecimiento de la demanda eléctrica y a la necesidad de generación en base a recursos renovables. Las tecnologías de máquinas eléctricas implementadas para la generación de energía eléctrica en base al recurso eólico se clasifican en dos grandes grupos: generadores de velocidad fija y generadores de velocidad variable. Los generadores de velocidad fija hacen uso de máquinas de inducción de rotor de jaula de ardilla (SCIG), mientras que, los generadores de velocidad variable hacen uso de máquinas de inducción doblemente alimentadas (DFIG) o generadores de imanes permanentes (DDPMG). La agrupación de aerogeneradores basados en SCIG, DFIG o DDPMG permiten la formación de parques de generación eólicos, los mismos que, dependiendo de la tecnología implementada tendrán diferentes efectos sobre la estabilidad oscilatoria del SEP [23].

Por otro lado, limitaciones en el diseño mecánico de las turbinas eólicas hace que no sea posible, por ejemplo, sobrepasar cierta longitud de las palas, debido a que el sistema puede llegar a sufrir estrés mecánico comprometiendo la seguridad de las máquinas y los operadores, esto influye directamente en los valores de potencia de salida comercial de aerogeneradores, la cual suele ser de baja potencia (entre 1 a 5 MW) lo que a su vez determina la necesidad de agrupar varias turbinas eólicas de tal manera que sea posible explotar de manera eficiente el recurso eólico y generar energía eléctrica a gran escala [29].

A continuación, se presenta el modelo genérico de parque de generación eólico implementado en el presente trabajo.

2.2.1 Modelo genérico equivalente de un parque de generación eólico

Un parque de generación eólico consiste en la interconexión de turbinas eólicas de similares características mecánicas y eléctricas, la correcta distribución geográfica de los aerogeneradores permite explotar de manera eficiente el recurso eólico presente en el sitio de instalación. La agrupación de turbinas eólicas permite incrementar la capacidad instalada del sistema energético de generación; aspectos como el número de generadores conectados en paralelo, distancia entre ellos, bloque de capacidades, etc. dependerá de las características eléctricas y mecánicas del generador escogido, de la capacidad de recurso eólico existente en el sitio de instalación y de la capacidad nominal que se requiere para el diseño del parque eólico [29].

La Figura 2.2 presenta la estructura dinámica en diagrama de bloques del modelo equivalente de un parque eólico implementado en el presente trabajo. El modelo del parque eólico consiste en una estructura compacta donde se realiza la modelación de un sistema de control y un generador equivalente, el cual representa la conexión de varias turbinas eólicas conectadas en paralelo permitiendo obtener una capacidad total equivalente.

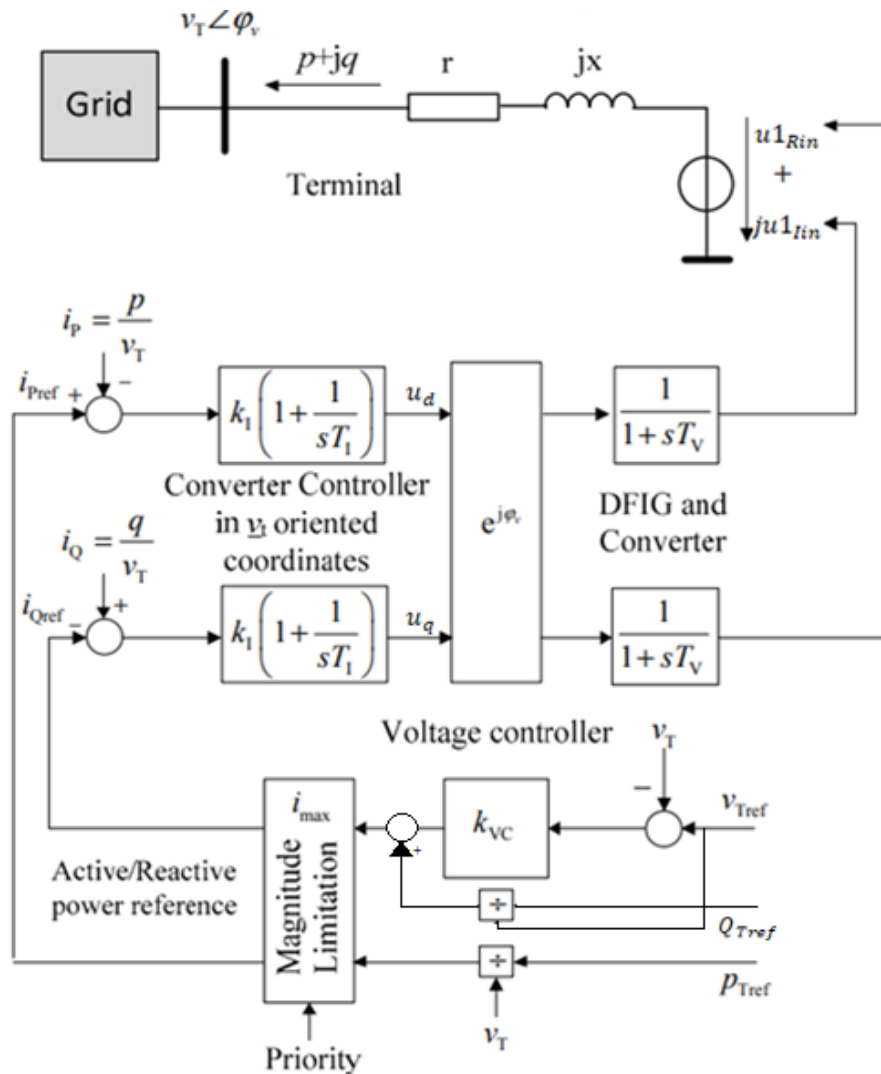


Figura 2.2. Estructura de modelo dinámico de parque eólico. [30]

El modelo del generador equivalente se basa en una impedancia interna precedida de una fuente de voltaje controlada, lo que se conoce como modelo de Thévenin. El modelo de la fuente de voltaje controlado consiste en dos bloques de retardo, uno para la componente real de voltaje y otro para la componente imaginaria, permitiendo representar el retardo de la máquina asíncrona y del convertor estático de potencia [31].

El control de las componentes real e imaginaria de voltaje se realiza mediante las componentes activa y reactiva de la corriente del modelo propuesto en la Figura 2.2. El

control de ambas componentes de corriente es efectuado mediante el uso de bloques de control proporcional-integral (PI), el sistema de control PI permite variar el valor del voltaje en terminales del modelo equivalente del parque de generación eólica, donde la componente directa del voltaje y la componente en cuadratura del voltaje es controlada por medio de la corriente activa y reactiva respectivamente. El valor referencial de corriente activa i_{Pref} es calculado en función de la potencia activa que entrega el generador eólico mientras que el valor referencial de corriente reactiva i_{Qref} se determina en función de la potencia reactiva y del voltaje en terminales. La magnitud de los valores referenciales de corriente activa y reactiva se encuentran delimitados por el valor máximo de corriente permisible por el parque eólico en base a las ecuaciones 2.6 y 2.7 [30].

$$i_{Qref} = \sqrt{(i_{PEmax})^2 - (i_{Pref})^2} \quad (2.6)$$

$$i_{Pref} = \sqrt{(i_{PEmax})^2 - (i_{Qref})^2} \quad (2.7)$$

Donde:

i_{Qref} : Componente reactiva de la corriente del parque eólico

i_{Qref}^* : Conjugado de la componente reactiva de la corriente del parque eólico

i_{Pref} : Componente activa de la corriente del parque eólico

i_{Pref}^* : Conjugado de la componente activa de la corriente del parque eólico

i_{PEmax} : Corriente máxima permitida por el parque eólico

2.2.2 Modelo Compuesto de Parque de Generación Eólico

Mediante el software PowerFactory de DlgSILENT es posible realizar la modelación de diferentes equipos presentes en el sistema de potencia, por medio de los cuales es posible determinar su comportamiento dinámico dentro del SEP. El lenguaje de simulación de DlgSILENT (de sus siglas en inglés DSL) permite realizar la programación de controladores eléctricos y otro tipo de componentes que forman parte del sistema de potencia. A continuación, se describen los componentes que forman parte de un modelo dinámico desarrollado en PowerFactory [32]:

- **Composite Model:** Un modelo compuesto corresponde a la combinación de modelos matemáticos de equipos que forman parte de un SEP como son generadores, sistemas de control, etc.

- **Composite Frame:** Un marco compuesto corresponde a una estructura gráfica en diagrama de bloques donde se realiza la conexión de los distintos bloques o modelos que se definen dentro de un modelo compuesto. Un composite frame o marco compuesto está definido por Slots y señales de entrada y salida.
- **Composite Block Diagram:** Corresponde al diagrama de bloques donde se encuentran las funciones de transferencia que permiten el modelamiento matemático del comportamiento dinámico de los sistemas de control, de igual forma, permite la administración de los modelos que forman parte de una máquina o sistema.

Empleado los componentes descritos anteriormente es posible realizar la modelación dinámica del parque eólico descrito en la sección 2.2.1. En la Figura 2.3 se presenta el marco compuesto del modelo equivalente de parque generación eólico implementado en el presente trabajo desarrollado en el software PowerFactory.

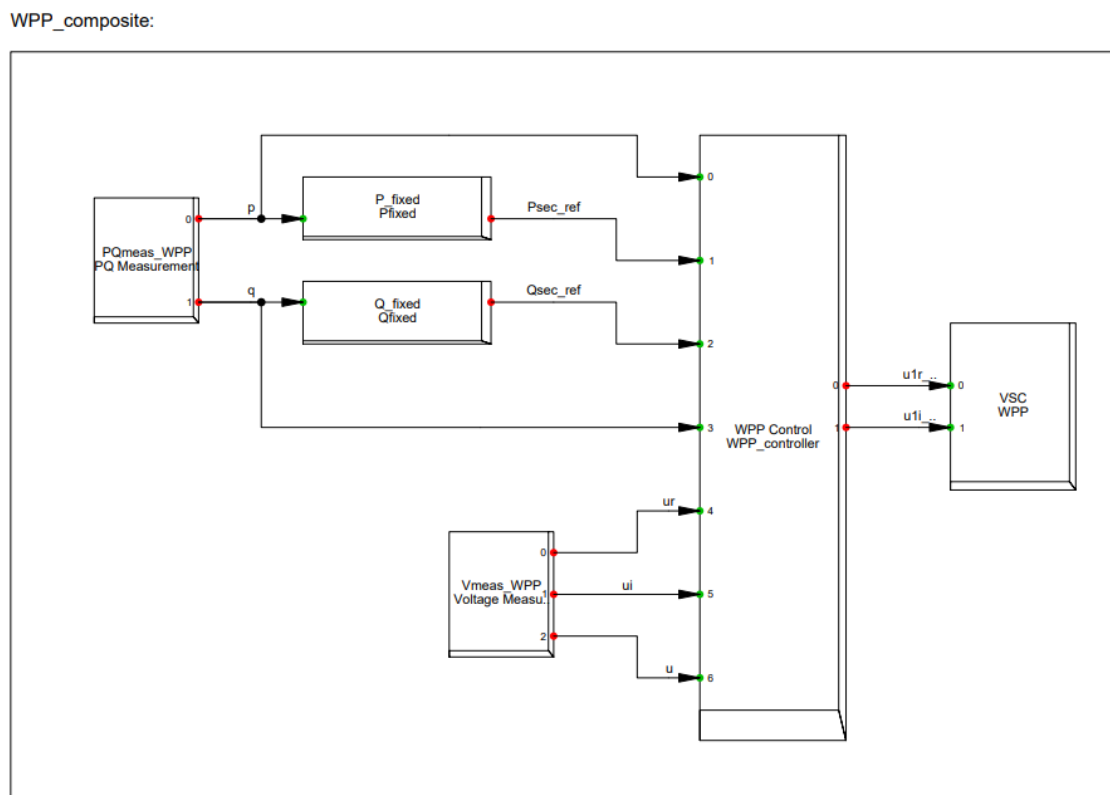


Figura 2.3. Marco compuesto del modelo equivalente de parque de generación eólico realizado en PowerFactory [31].

En la Figura 2.4 se presenta la función que cumple cada Slot que forma parte del marco compuesto donde cada bloque se conecta con un equipo o modelo de sistema de control específico.

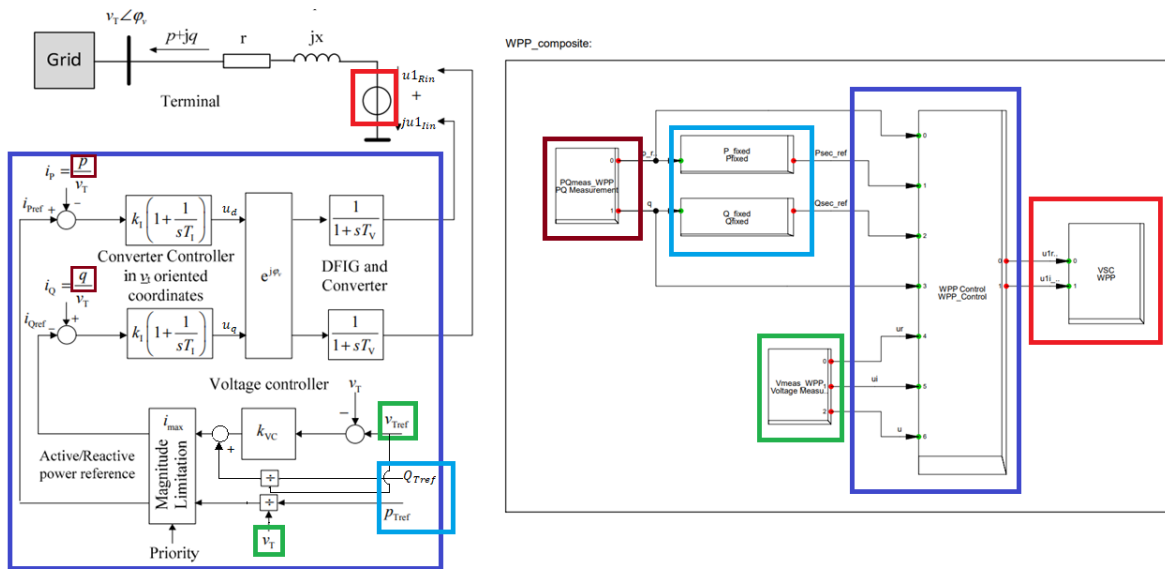


Figura 2.4. Comparación entre diagrama de bloques modelo de parque eólico y marco compuesto realizado en PowerFactory [31].

A continuación, se realiza una descripción general de la funcionalidad que cumple cada uno de los bloques o slots que forman parte del Frame del modelo equivalente de un parque de generación eólico [31]:

- **VSC:** Slot asociado con el modelo interno de PowerFactory de Generador Estático.
 - **Señales de entrada:** $u1r_in$, $u1i_in$.
- **WPP_Control:** Sistema de control de todo el modelo dinámico del parque de generación eólico.
 - **Señales de entrada:** p , q , $Psec_ref$, $Qsec_ref$, u_r , u_i , u
 - **Señales de salida:** $u1r_in$, $u1i_in$.
- **P_fixed:** Cálculo de condiciones iniciales de potencia activa en terminales del parque eólico.
 - **Señales de entrada:** p
 - **Señales de salida:** $Psec_ref$
- **Q_fixed:** Cálculo de condiciones iniciales de potencia reactiva en terminales del parque eólico.
 - **Señales de entrada:** q

- **Señales de salida:** Q_{sec_ref}
- **PQmeas_WPP:** Medición de la potencia activa y reactiva en terminales del parque eólico.
 - **Señales de salida:** p, q
- **Vmeas_WPP:** Medición del voltaje en terminales del parque eólico.
 - **Señales de salida:** u, u_r, u_i

Los modelos DSL de los elementos de medición de potencia y voltaje corresponden a modelos internos de PowerFactory los cuales no poseen una estructura gráfica en diagrama de bloques, para poder implementarlos basta con crear los dispositivos StaPqmea y StaVmea en la barra de interés de estudio. En la Tabla 2.1 se describen las señales que forman parte del marco compuesto del parque eólico.

Tabla 2.1. Señales de entrada y salida que conforman el marco compuesto del modelo de parque de generación eólico.

Señal	Descripción
u_{1r_in}	Componente real de señal de voltaje de secuencia positiva de control de modelo de generador estático
u_{1i_in}	Componente imaginaria de señal de voltaje de secuencia positiva de control de modelo de generador estático
p	Señal de potencia activa medida en terminales del parque eólico
q	Señal de potencia reactiva medida en terminales del parque eólico
P_{sec_ref}	Señal de potencia activa referencial determinada a partir de las condiciones iniciales
Q_{sec_ref}	Señal de potencia reactiva referencial determinada a partir de las condiciones iniciales
u	Señal de voltaje medida en terminales del parque eólico
u_r	Componente real de señal de voltaje medida en terminales del parque eólico
u_i	Componente imaginaria de señal de voltaje medida en terminales del parque eólico

A continuación, se describen de manera detallada cada uno de los componentes que forman parte del modelo del parque de generación eólico.

2.2.3 Modelo del Generador Estático (VSC)

El template de Generador Estático (Static Gen) corresponde a un modelo integrado de Power Factory el que permite la modelación de generadores en base a un modelo de fuente de voltaje controlado [33]. La Figura 2.5 presenta el modelo Thévenin presentado en la sección 2.2.1 del parque de generación eólico. Las ecuaciones 2.8 y 2.9 describen las señales de control del generador estático cuando este es implementado como fuente de voltaje controlado [31].

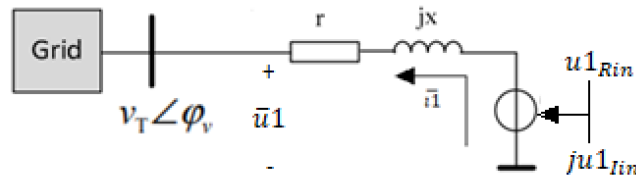


Figura 2.5. Modelo Thévenin del parque de generación eólico conectado con la red [31].

$$u1_{Rin} + ju1_{Iin} = \bar{u}1 + \bar{i}1 * \bar{z} \quad (2.8)$$

$$\bar{z} = r + jx \quad (2.9)$$

Donde:

$u1_{Rin}$: Componente real del voltaje de secuencia positiva de control en por unidad del generador estático

$u1_{Iin}$: Componente real del voltaje de secuencia positiva de control en por unidad del generador estático

$\bar{u}1$: Fasor de voltaje de secuencia positiva de control en por unidad en terminales del generador estático

\bar{i} : Fasor de corriente de secuencia positiva de control en por unidad que entrega el generador estático

\bar{z} : Impedancia Thévenin equivalente del generador estático

Los valores de resistencia e impedancia inductiva del generador estático correspondientes a la impedancia equivalente de la fuente controlada de voltaje son calculados a partir de los parámetros de entrada P_{cu} que representa las pérdidas activas del generador y u_k correspondiente al voltaje de cortocircuito del mismo. En la Tabla 2.2 se presentan los

valores implementados para los parámetros P_{cu} y u_k los cuales fueron obtenidos mediante técnicas de optimización heurística, la metodología explicada a mayor detalle se encuentra en las referencias [30], [34].

Tabla 2.2. Parámetros P_{cu} y u_k implementados en el modelo equivalente de parque eólico [31].

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
P_{cu}	Pérdidas de potencia activa del generador	12.15	MW
u_k	Voltaje de cortocircuito del generador	34.89	%

2.2.4 Sistema de Control de Parque de Generación Eólico (Wind Power Plant Control)

En la Figura 2.6 se presenta el modelo DSL del sistema de control interno del parque de generación eólico.

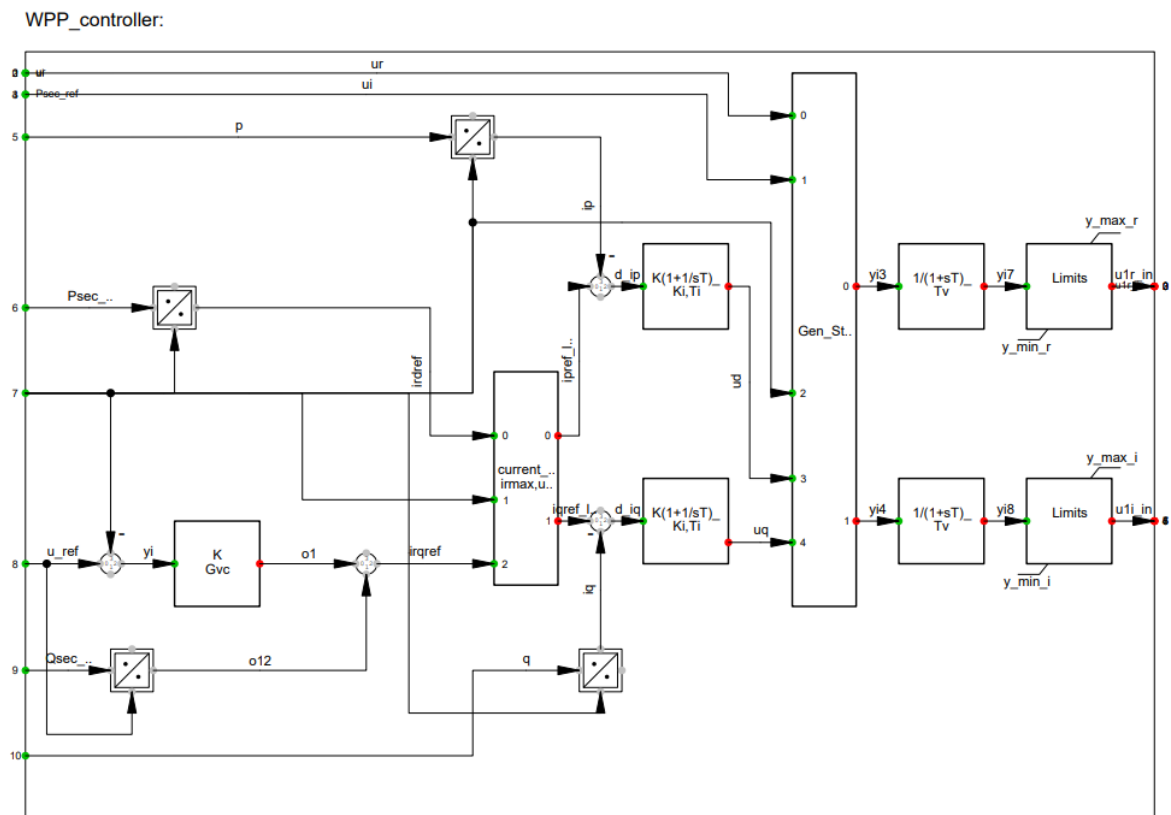


Figura 2.6. Modelo DSL del sistema de control interno del parque de generación eólico realizado en PowerFactory [31].

La función del sistema de control es regular el intercambio de potencia activa y reactiva entre el parque eólico y la red, el control se realiza por medio de las componentes activa y

reactiva de la corriente que entrega el generador estático a la red. En base a las corrientes y por medio de controladores PI se realiza el control de las señales de entrada u_{1Rin} y u_{1In} del generador estático.

Mediante las señales de potencia activa, potencia reactiva y voltaje (p, q, u) , medidos en terminales del parque de generación eólico, se determinan las señales de componentes activa i_p y reactiva i_q de corriente requeridas por el sistema de control. Los valores referenciales de potencia activa $P_{sec_{ref}}$ y potencia reactiva $Q_{sec_{ref}}$ permiten determinar los valores referenciales de ambas componentes de corriente i_{pref} y i_{qref} . En condiciones iniciales o en nula existencia de perturbación, la diferencia entre $i_{pref} - i_p$ y $i_{qref} - i_q$ correspondientes a las señales d_{i_p} y d_{i_q} respectivamente será cero haciendo que el sistema de control no actúe.

En el momento que las diferencias de corriente d_{i_p} o d_{i_q} presenten un valor distinto de cero, significará un cambio en las condiciones operativas lo que activará el sistema de control de los bloques PI el cual es realizado mediante la técnica de control orientado al voltaje (VOC) implementando las ecuaciones 2.10 y 2.11, mismas que permiten transformar las señales de voltaje de control del generador de un marco de referencia estático ABC a un marco de referencia rotativo DQ a través de la transformada de Park. [31]

$$u_d = -u_{1Rin} * \varphi_{seno} + u_{1In} * \varphi_{coseno} \quad (2.10)$$

$$u_q = u_{1Rin} * \varphi_{coseno} + u_{1In} * \varphi_{seno} \quad (2.11)$$

Los valores de φ_{coseno} y φ_{seno} corresponden a los ángulos de transformación de Park y son calculados a partir de las ecuaciones 2.12 y 2.13.

$$\varphi_{coseno} = \frac{u_r}{|\bar{u}|} \quad (2.12)$$

$$\varphi_{seno} = \frac{u_i}{|\bar{u}|} \quad (2.13)$$

Donde:

u_r : Componente real del voltaje medido en la barra de conexión del parque eólico

u_i : Componente imaginaria del voltaje medido en la barra de conexión del parque eólico

El proceso de transformación de marco de referencia es realizado por medio de programación interna de DSL. Los valores de las señales u_{1In} y u_{1Rin} son calculados a partir de las condiciones iniciales del sistema, haciendo uso de las mismas se realiza la

inicialización de las señales de voltaje u_d y u_q en función del proceso descrito a continuación.

La Figura 2.7 presenta la esquematización en diagrama de bloques de un control proporcional-integral PI donde: T_1 corresponde a la constante temporal del bloque integrador, k_1 es la ganancia del bloque proporcional, x corresponde a la variable de estado asociada al bloque de control y y_i/y_o corresponde las señales de entrada y salida del bloque PI respectivamente.

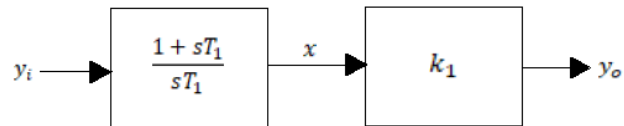


Figura 2.7. Esquematización en diagrama de bloques de un controlador PI.

Por medio de la transformada de Laplace es posible relacionar la señal de entrada con la señal de salida de un bloque de control obteniendo el valor de la variable de estado x en función de la señal y_o cómo se presenta en la ecuación 2.14.

$$y_o = x * k_1 \quad (2.14)$$

Considerando que $k_1 = k_i$, $T_1 = T_i$, $y_o = u_d$ y la ecuación 2.10 para el bloque PI superior presentado en la Figura 2.6, es posible reescribir la ecuación como se muestra a continuación:

$$u_d = x * k_i$$

$$u_{1In} * \varphi_{coseno} - u_{1Rin} * \varphi_{seno} = x * k_i$$

$$x = \frac{u_{1In} * \varphi_{coseno} - u_{1Rin} * \varphi_{seno}}{k_1} = x(0) \quad (2.15)$$

Donde:

x : Variable de estado del bloque PI de voltaje alineado con la componente directa

$x(0)$: Valor inicial de la variable de estado del bloque PI de voltaje alineado con la componente directa

El mismo procedimiento es aplicado para la componente de cuadratura obteniendo la ecuación 2.16 la cual es utilizada para la inicialización del bloque PI inferior.

$$u_q = x * k_i$$

$$u_{1Rin} * \varphi_{coseno} + u_{1Iin} * \varphi_{seno} = x * k_i$$

$$x_1 = \frac{u_{1Rin} * \varphi_{coseno} + u_{1Iin} * \varphi_{seno}}{k_i} = x_1(0) \quad (2.16)$$

Donde:

x_1 : Variable de estado del bloque PI del voltaje alineado con la componente en cuadratura

$x_1(0)$: Valor inicial de la variable de estado del bloque PI del voltaje alineado con la componente en cuadratura

Posterior a la etapa de control, se realiza la transformada inversa de Park para convertir las señales $u_d - u_q$ de un marco de referencia rotacional a las señales $u_{1Rin} - u_{1Iin}$ las cuales se encuentran en un marco de referencia estático que es requerido por el modelo de generador VSC, dicha función es efectuada por el bloque *Gen_stat* presente en la Figura 2.6. En el bloque *Gen_stat* se encuentran definidas las ecuaciones 2.17 y 2.18 por medio de programación.

$$u_{1Rin} = u_d * \varphi_{coseno} - u_q * \varphi_{seno} \quad (2.17)$$

$$u_{1Iin} = u_d * \varphi_{seno} + u_q * \varphi_{coseno} \quad (2.18)$$

En la Tabla 2.3 se presentan los parámetros requeridos para el funcionamiento del sistema de control, la obtención de los valores de dichos parámetros se presenta en las referencias [30], [34] mediante técnicas de optimización heurística como se mencionó en la sección 2.2.3.

Finalmente, en la Figura 2.8, se presenta la programación de inicialización de las señales y variables de estado que conforman el sistema de control del parque eólico.

Tabla 2.3. Parámetros de entrada implementados en el sistema de control interno del parque eólico [31].

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Gvc	Bloque de ganancia de voltaje	2.48	p.u
irmax	Corriente máxima soportada por parque eólico	1.19	p.u
Ki	Ganancia de bloque proporcional integral	15.47	p.u
Ti	Constante de tiempo de bloque proporcional integral	0.04	s
Tv	Constante de tiempo de filtro pasa bajos	0.57	s
y_min_r	Valor mínimo de voltaje de salida (componente real)	0.7	p.u
y_min_i	Valor mínimo de voltaje de salida (componente imaginaria)	-0.5	p.u
y_max_r	Valor máximo de voltaje de salida (componente real)	1.5	p.u
y_max_i	Valor máximo de voltaje de salida (componente imaginaria)	1	p.u

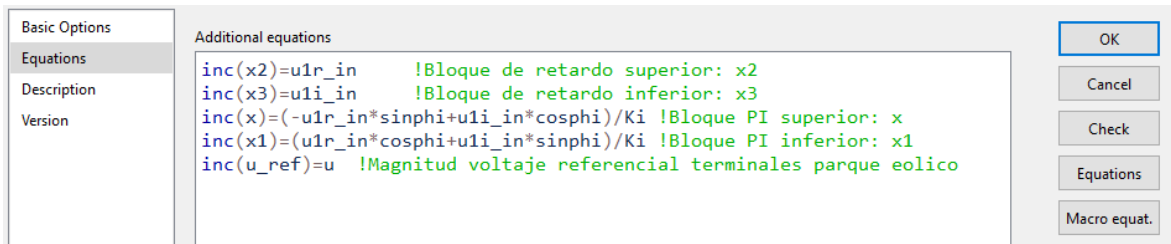


Figura 2.8. Inicialización de variables de estado.

2.2.5 Determinación de los Valores Iniciales de Potencia Activa y Reactiva en Terminales del Parque Eólico

Los valores referenciales de potencia activa y reactiva son señales de control necesarias para el funcionamiento del sistema de control interno del parque de generación eólico, debido a que permiten realizar el cálculo de las componentes real e imaginaria de la corriente en terminales del generador. La Figura 2.9 y Figura 2.10 presentan los modelos DSL para determinar los valores de potencia activa y reactiva en terminales del generador respectivamente. Estos bloques permiten considerar la perturbación que hace que cambie las condiciones operativas del sistema, resguardar los valores de potencia reactiva y activa iniciales para asignarlos como valores referenciales y poder efectuar el proceso de control descrito en 2.2.4

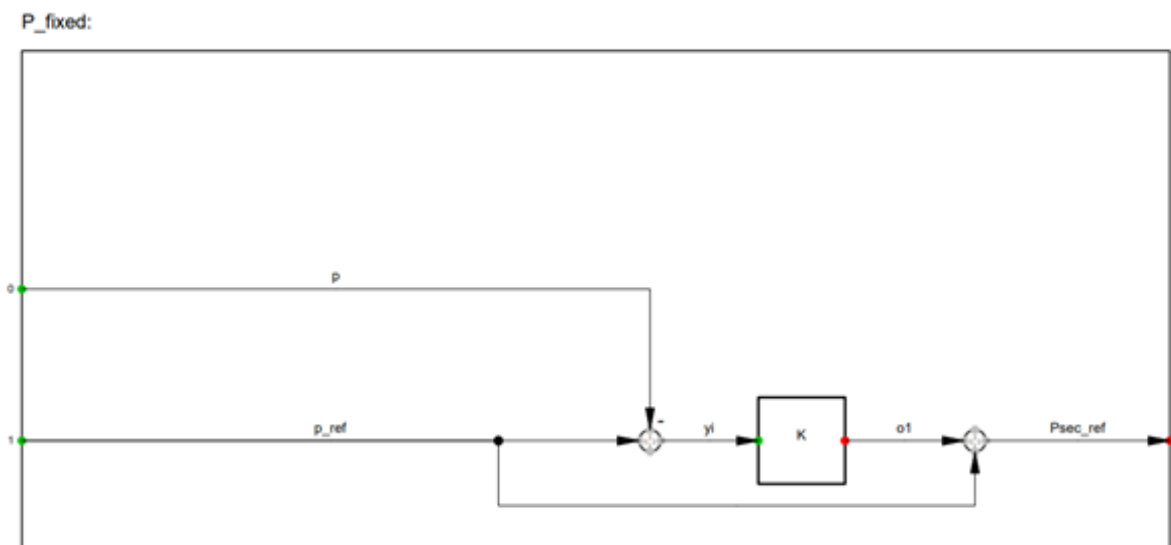


Figura 2.9. Modelo DSL del sistema de cálculo de valor referencial de potencia activa [31].

Q_fixed:

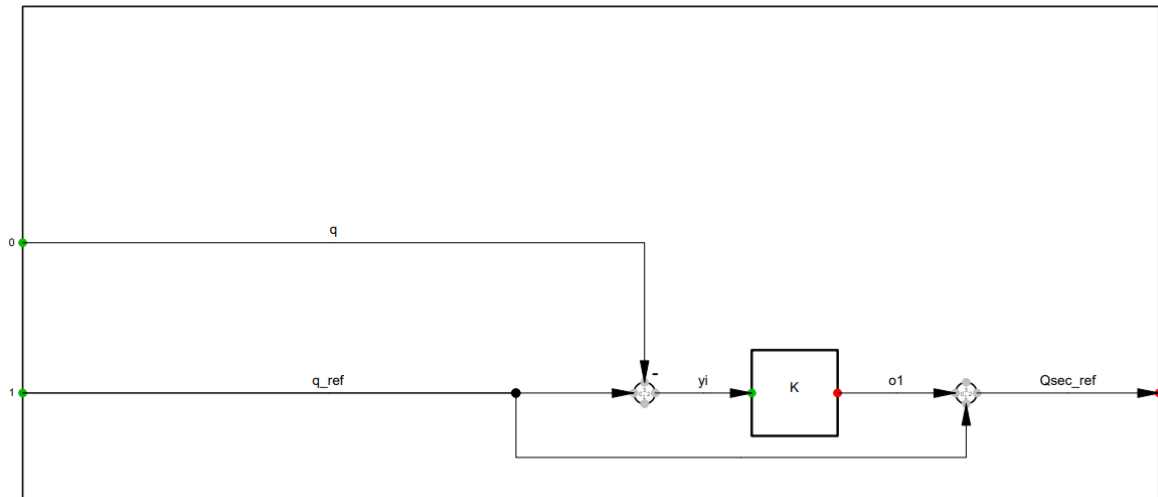


Figura 2.10. Modelo DSL del sistema de cálculo de valor referencial de potencia reactiva.

[31]

En el Anexo I, se presentan los resultados en el dominio temporal de las señales de potencia activa, reactiva y voltaje del modelo de parque eólico implementado.

3 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se explica la metodología desarrollada para determinar la ubicación óptima del parque de generación eólico en un sistema de potencia considerando su estabilidad de pequeña señal.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

En la Figura 3.1 se presenta la metodología aplicada en el presente trabajo, la cual se basa en la herramienta matemática de Análisis Modal.

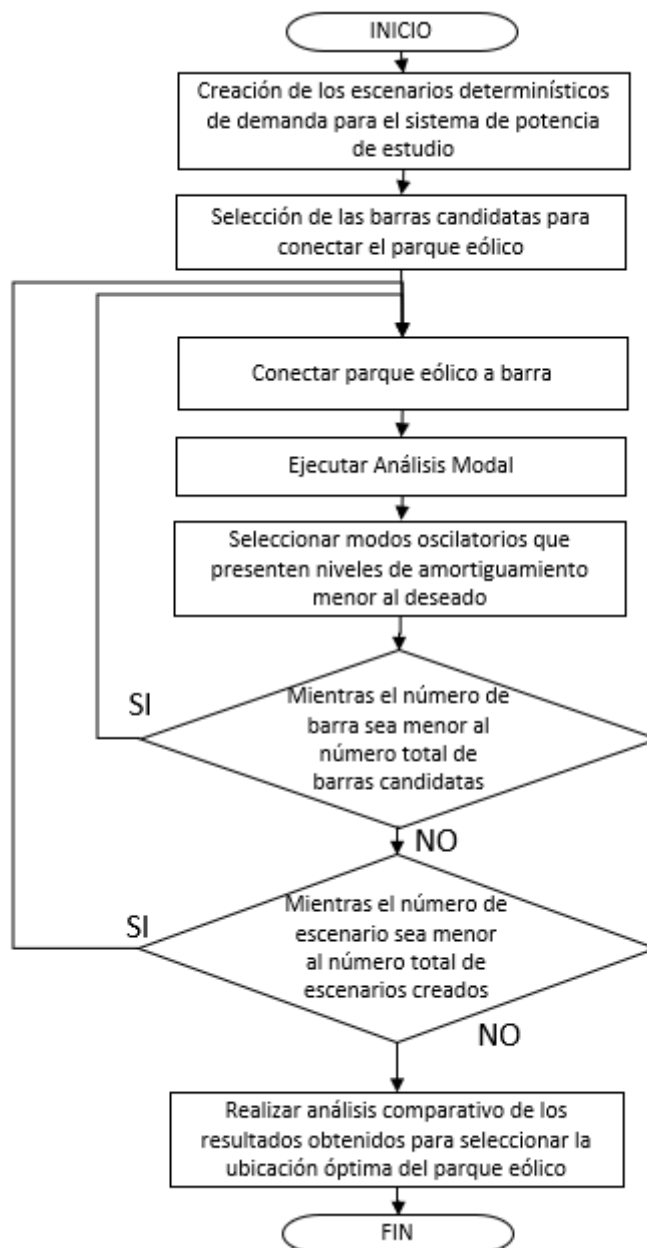


Figura 3.1. Metodología propuesta.

3.1.1 Creación de los Escenarios de Estudio y Selección de las Barras Candidatas para conectar el Parque Eólico

La metodología propuesta en el presente trabajo requiere la creación de tres escenarios determinísticos, por medio los cuales se lleva adelante el estudio, estos escenarios correspondientes a : demanda máxima, media y mínima. En cada uno de los escenarios generados se evaluará la influencia de la ubicación del parque eólico modelado en el software de ingeniería PowerFactory y con ello se determinará el impacto que ejerce la localización del parque sobre la estabilidad oscilatoria del SEP.

Las barras candidatas a las cuales se conectará la central eólica son conocidas como puntos de conexión. En el presente trabajo, se considerarán para cada escenario de estudio tres posibles puntos de conexión de interés. El criterio de selección de dichos puntos de conexión consiste en la elección de las barras que se encuentren eléctricamente más cercanas al sitio donde el parque de generación eólico será instalado.

3.1.2 Selección de los Modos Oscilatorios de Interés

Mediante la herramienta de Análisis Modal de PowerFactory es posible obtener los modos de oscilación electromecánicos presentes en el sistema de potencia de estudio, a partir de la matriz de estado **A**, empleando la ecuación característica de **A** presentada en la sección 2.4.1.2. La obtención de los modos oscilatorios será realizada en cada escenario determinístico para cada uno de los posibles puntos de conexión candidatos.

De todos los modos oscilatorios obtenidos a partir del Análisis Modal, se seleccionarán para el análisis aquellos que presenten un nivel de amortiguamiento menor al deseado. Para el presente trabajo, corresponderán aquellos modos con un nivel de amortiguamiento menor al 10% denominados modos de oscilación críticos [5].

Mediante la Tabla 3.1 se muestran los modos de oscilación de interés obtenidos mediante la herramienta de análisis modal de PowerFactory.

Tabla 3.1. Modos oscilatorios críticos presentes en el sistema de prueba de estudio.

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
Punto de Conexión 1	1	σ_1	ω_1	f_1	ξ_1
	2	σ_2	ω_2	f_2	ξ_2
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	N	σ_N	ω_N	f_N	ξ_N
Punto de Conexión 2	1	σ_1	ω_1	f_1	ξ_1
	2	σ_2	ω_2	f_2	ξ_2

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
Punto de Conexión 2	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	N	σ_N	ω_N	f_N	ξ_N
Punto de Conexión 3	1	σ_1	ω_1	f_1	ξ_1
	2	σ_2	ω_2	f_2	ξ_2
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	N	σ_N	ω_N	f_N	ξ_N
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Punto de Conexión i	1	σ_1	ω_1	f_1	ξ_1
	2	σ_2	ω_2	f_2	ξ_2
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	N	σ_N	ω_N	f_N	ξ_N

3.1.3 Selección de la Ubicación del Parque Eólico Considerando la Estabilidad de Pequeña Señal

Posterior a la selección de los modos oscilatorios críticos existentes en el sistema de potencia, se realizará la agrupación de los mismos considerando valores de frecuencia similares por cada escenario de estudio como se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Modos oscilatorios críticos presentes en el SEP con valores de frecuencia similares.

Modos Oscilatorios	Punto de Conexión 1		Punto de Conexión 2		Punto de Conexión 3		...	Punto de Conexión i	
	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]	...	f [Hz]	ξ [%]
1	f_1	ξ_1	f_1	ξ_1	f_1	ξ_1	...	f_1	ξ_1
2	f_2	ξ_2	f_2	ξ_2	f_2	ξ_2	...	f_2	ξ_2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	⋮
M	f_M	ξ_M	f_M	ξ_M	f_M	ξ_M	...	f_M	ξ_M

En base a la Tabla 3.2 se lleva a cabo un análisis comparativo entre los distintos puntos de conexión, donde por cada modo oscilatorio, se seleccionará el punto de conexión que presente el nivel de amortiguamiento más alto.

Posteriormente, se determinará el número de veces que el punto de conexión *i*-ésimo presentó el mayor nivel de amortiguamiento, con lo cual será posible determinar la probabilidad de que el punto de conexión *i*-ésimo presente el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP mediante la ecuación 3.1.

$$P(i) = \frac{n_i}{M} * 100\% \quad (3.1)$$

Donde:

$P(i)$: Probabilidad que el punto de conexión i presente el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP

n_i : Número de veces en los que el punto de conexión i presentó el mayor nivel de amortiguamiento

M : Número de modos oscilatorios críticos existentes en el SEP.

El procedimiento descrito anteriormente se realizará para cada uno de los tres escenarios determinísticos permitiendo obtener tres valores de probabilidad por cada punto de conexión correspondientes a $P_{D_{MAX}}(i)$, $P_{D_{MEDIA}}(i)$ y $P_{D_{MIN}}(i)$ donde:

$P_{D_{MAX}}(i)$: Probabilidad que el punto de conexión i -ésimo presente el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP en el escenario de demanda máxima.

$P_{D_{MEDIA}}(i)$: Probabilidad que el punto de conexión i -ésimo presente el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP en el escenario de demanda media.

$P_{D_{MIN}}(i)$: Probabilidad que el punto de conexión i -ésimo presente el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP en el escenario de demanda mínima.

En función de los valores de probabilidades obtenidos para cada escenario se seleccionará el punto de conexión que obtenga la mayor probabilidad de presentar el mayor nivel de estabilidad oscilatoria en el SEP.

4 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE ESTUDIO

En el presente capítulo se mostrarán los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta a un sistema de prueba.

4.1 CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

4.1.1 Sistema de Potencia IEEE de 39 Barras “New Englad”

El sistema de prueba implementado en el presente trabajo corresponde al sistema de potencia IEEE de 39 barras presentado en [35]. El sistema está compuesto por 39 barras, 10 generadores, 12 transformadores, 34 líneas de transmisión y 19 cargas como se puede observar en la Figura 4.1.

El nivel de voltaje en las barras de generación es de 16.5kV mientras que en las barras del sistema de transmisión tienen un voltaje de 345 kV, a una frecuencia de 60 Hz.

En la barra 31 se encuentra conectado el generador “G 02” que corresponde a la barra oscilante o slack. El generador “G 01” conectado a la barra 39 representa la interconexión del sistema de potencia New England con el resto del sistema de Estados Unidos y con el sistema de potencia de Canadá [35].

La barra 30 y desde la 32 a la 38 corresponden a barras de voltaje controlado debido a la conexión de los generadores sincrónicos como se observa en la Figura 4.1. En la barra “Bus WPP” se encontrará conectado el parque de generación eólico modelado en el presente trabajo, la interconexión del parque con los puntos de conexión candidatos del SEP se realiza por medio de un transformador de dos devanados con voltajes nominales de 16.5/345kV [35]. La central eólica que será integrada al SEP corresponde al modelo equivalente de un parque eólico formado por 18 aerogeneradores de 5 MW suministrando a la red una potencia de 90 MW [34].

Los parámetros eléctricos del sistema de prueba implementado en el presente trabajo son detallados en el Anexo II.

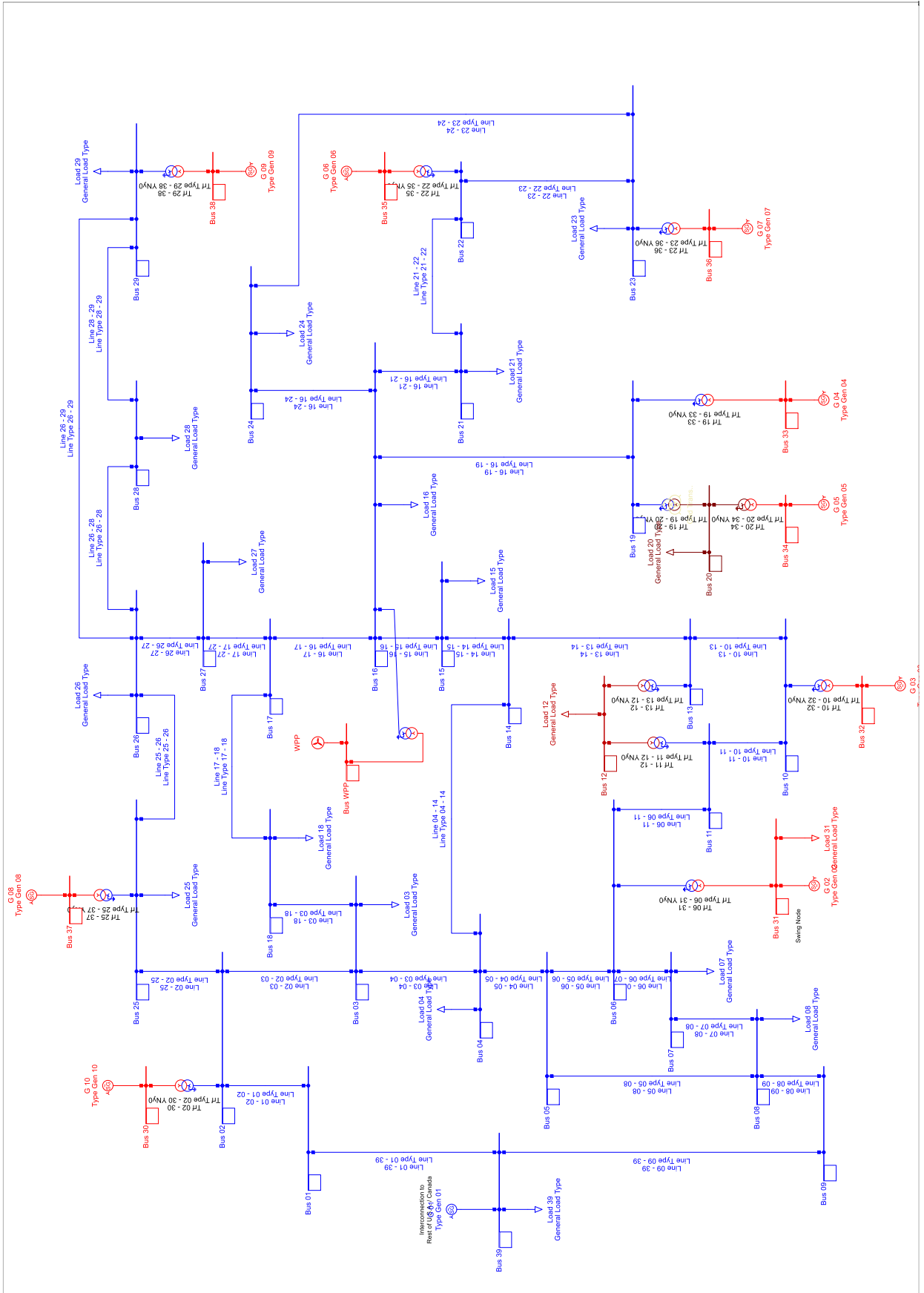


Figura 4.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba “New England” [35].

4.2 ESCENARIOS DE ESTUDIO

Como se presentó en la sección 3.1.1, en el presente trabajo se crearon un total de tres escenarios determinísticos de estudio correspondientes a: demanda máxima, demanda media y demanda mínima. En la Tabla 4.1 se muestran los valores de demanda establecidos en cada uno de los escenarios del sistema de potencia de prueba IEEE de 39 barras “New England”.

Tabla 4.1. Escenarios de demanda para el sistema de prueba.

Escenario	Demanda [MVA]
Máxima	6257.8
Media	3950.2
Mínima	1467.4

Por cada uno de los escenarios determinísticos, se realizará el análisis de los diferentes casos de estudio correspondientes a los distintos puntos de conexión seleccionados dada la ubicación del parque eólico. Como se indicó en la sección 3.1.1, se considerarán tres posibles puntos de conexión para el parque eólico. Los puntos de conexión seleccionados corresponderán a las barras más cercanas eléctricamente del sitio de instalación del parque eólico. En el caso del sistema de prueba empleado en el presente trabajo se seleccionaron las barras 16, 17 y 18 como posibles puntos de conexión.

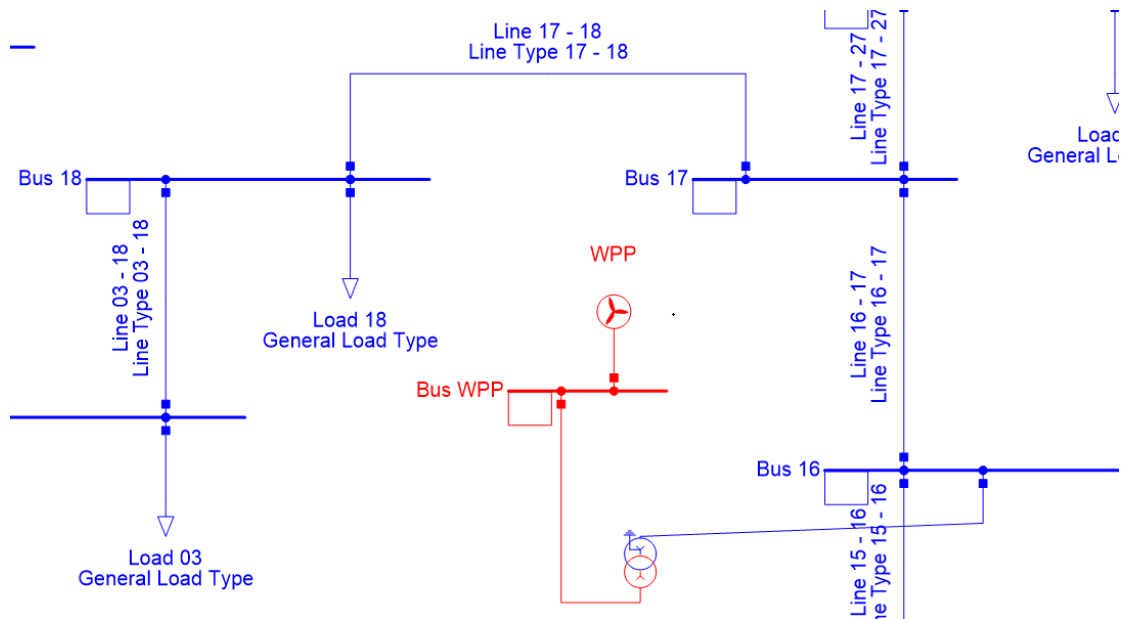


Figura 4.2. Puntos de conexión seleccionados para el parque eólico.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba “New England”. Al sistema de potencia se aplicará una perturbación de cortocircuito trifásico en la línea 4-14 para $t=0.5$ segundos, la misma que será despejada a los $t=0.65$ segundos. Este tiempo busca mostrar los modos de oscilación críticos del sistema de prueba ante la variación de los puntos de conexión seleccionados y con ello determinar el mejor punto de conexión del parque eólico. La dinámica de las oscilaciones se mostrará en simulaciones de 10 segundos a fin de observar su amortiguamiento en las variables de interés como son: potencia activa, potencia reactiva y voltaje en terminales de generación.

4.3.1 Escenario de Demanda Máxima

En la Tabla 4.2 se exponen los modos oscilatorios críticos del sistema de estudio para el escenario de demanda máxima. Mediante la aplicación de la herramienta de análisis modal se determina para cada punto de conexión la presencia de dieciocho modos críticos dado al hecho de que alcanzan un nivel de amortiguamiento inferior al 10%. El rango de frecuencia que presentan los modos críticos en este escenario de estudio para los puntos de conexión candidatos se encuentra entre 0.64 y 1.45 Hz correspondientes a modos oscilatorios locales e inter-área, siendo el nivel mínimo de amortiguamiento de 2.88% y el nivel máximo de 8.96% para los diferentes puntos de conexión del sistema de prueba.

Tabla 4.2. Modos oscilatorios críticos presentes en el sistema de estudio en el escenario de demanda máxima.

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
16	1	-0.20283	7.02931	1.11875	2.88433
	2	-0.20283	-7.02931	1.11875	2.88433
	3	-0.38332	6.58040	1.04730	5.81538
	4	-0.38332	-6.58040	1.04730	5.81538
	5	-0.46043	7.44452	1.18483	6.17307
	6	-0.46043	-7.44452	1.18483	6.17307
	7	-0.41816	6.17080	0.98211	6.76091
	8	-0.41816	-6.17080	0.98211	6.76091
	9	-0.57638	7.47965	1.19042	7.68317
	10	-0.57638	-7.47965	1.19042	7.68317
	11	-0.31040	4.02653	0.64084	7.68600
	12	-0.31040	-4.02653	0.64084	7.68600
	13	-0.69062	8.94203	1.42317	7.70042
	14	-0.69062	-8.94203	1.42317	7.70042
	15	-0.71447	8.88430	1.41398	8.01611

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
16	16	-0.71447	-8.88430	1.41398	8.01611
	17	-0.82118	9.12320	1.45200	8.96481
	18	-0.82118	-9.12320	1.45200	8.96481
17	1	-0.20296	7.02852	1.11862	2.88653
	2	-0.20296	-7.02852	1.11862	2.88653
	3	-0.38325	6.58039	1.04730	5.81426
	4	-0.38325	-6.58039	1.04730	5.81426
	5	-0.46021	7.44351	1.18467	6.17086
	6	-0.46021	-7.44351	1.18467	6.17086
	7	-0.41861	6.16705	0.98152	6.77234
	8	-0.41861	-6.16705	0.98152	6.77234
	9	-0.57571	7.47653	1.18993	7.67749
	10	-0.57571	-7.47653	1.18993	7.67749
	11	-0.31036	4.02721	0.64095	7.68384
	12	-0.31036	-4.02721	0.64095	7.68384
	13	-0.69087	8.93946	1.42276	7.70533
	14	-0.69087	-8.93946	1.42276	7.70533
	15	-0.71343	8.88383	1.41390	8.00484
	16	-0.71343	-8.88383	1.41390	8.00484
	17	-0.82041	9.11934	1.45139	8.96024
	18	-0.82041	-9.11934	1.45139	8.96024
18	1	-0.20349	7.02651	1.11830	2.89480
	2	-0.20349	-7.02651	1.11830	2.89480
	3	-0.38350	6.58109	1.04741	5.81749
	4	-0.38350	-6.58109	1.04741	5.81749
	5	-0.46040	7.44259	1.18453	6.17420
	6	-0.46040	-7.44259	1.18453	6.17420
	7	-0.41875	6.16569	0.98130	6.77598
	8	-0.41875	-6.16569	0.98130	6.77598
	9	-0.57558	7.47625	1.18988	7.67612
	10	-0.57558	-7.47625	1.18988	7.67612
	11	-0.31037	4.02918	0.64126	7.68040
	12	-0.31037	-4.02918	0.64126	7.68040
	13	-0.69078	8.93958	1.42278	7.70427
	14	-0.69078	-8.93958	1.42278	7.70427
	15	-0.71306	8.88336	1.41383	8.00118
	16	-0.71306	-8.88336	1.41383	8.00118
	17	-0.82016	9.11931	1.45138	8.95747
	18	-0.82016	-9.11931	1.45138	8.95747

A continuación, se realiza la agrupación de los modos de oscilación en función de su frecuencia sin considerar los modos oscilatorios conjugados como se muestra en la Tabla 4.3.

La Tabla 4.3 permite contar con los datos para realizar un análisis comparativo de los niveles de amortiguamiento obtenidos mediante análisis modal entre los distintos puntos

de conexión del parque de generación eólico. Se resalta en color verde el mayor nivel de amortiguamiento alcanzado en cada uno de los modos oscilatorios de interés analizados.

Para el escenario de demanda máxima se puede apreciar que las barras 16 y 18 presentan el mayor nivel de amortiguamiento para cuatro modos oscilatorios, mientras que, para la barra 17 se presenta en un solo modo.

Tabla 4.3. Modos oscilatorios críticos del SEP agrupados en función de su frecuencia para el escenario de demanda máxima.

Modos oscilatorios	Barra 16		Barra 17		Barra 18	
	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]
1	1.11875	2.88433	1.11862	2.88653	1.11830	2.89480
2	1.04730	5.81538	1.04730	5.81426	1.04741	5.81749
3	1.18483	6.17307	1.18467	6.17086	1.18453	6.17420
4	0.98211	6.76091	0.98152	6.77234	0.98130	6.77598
5	1.19042	7.68317	1.18993	7.67749	1.18988	7.67612
6	0.64084	7.68600	0.64095	7.68384	0.64126	7.68040
7	1.42317	7.70042	1.42276	7.70533	1.42278	7.70427
8	1.41398	8.01611	1.41390	8.00484	1.41383	8.00118
9	1.45200	8.96481	1.45139	8.96024	1.45138	8.95747

En base a lo indicado, en la Tabla 4.4 se observa la probabilidad de alcanzar la máxima estabilidad oscilatoria para cada punto de conexión.

Tabla 4.4. Probabilidad de máxima estabilidad oscilatoria para los puntos de conexión para el escenario de demanda máxima.

Punto de Conexión	No. de modos en los que presenta mayor nivel de amortiguamiento	Probabilidad
Barra 16	4	44%
Barra 17	1	11%
Barra 18	4	44%

4.3.2 Escenario de Demanda Media

En la Tabla 4.5 se exponen los modos oscilatorios críticos del sistema para el escenario de demanda media. Mediante la aplicación de la herramienta de análisis modal se determina para cada punto de conexión la presencia de dieciséis modos críticos dado al hecho que alcanzan un nivel de amortiguamiento inferior al 10%. El rango de frecuencia que presentan los modos críticos de este escenario de se encuentra entre 0.67 y 1.33 Hz correspondientes a modos oscilatorios locales e inter-área, siendo el nivel mínimo de amortiguamiento de 3.64% y el nivel máximo de 9.76% para los diferentes puntos de conexión.

Tabla 4.5. Modos oscilatorios críticos presentes en el sistema de estudio en el escenario de demanda media.

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
16	1	-0.25446	6.97724	1.11046	3.64458
	2	-0.25446	-6.97724	1.11046	3.64458
	3	-0.36758	6.48252	1.03173	5.66130
	4	-0.36758	-6.48252	1.03173	5.66130
	5	-0.24089	4.21162	0.67030	5.71021
	6	-0.24089	-4.21162	0.67030	5.71021
	7	-0.45973	7.09169	1.12868	6.46902
	8	-0.45973	-7.09169	1.12868	6.46902
	9	-0.41210	5.72177	0.91065	7.18377
	10	-0.41210	-5.72177	0.91065	7.18377
	11	-0.62199	7.35547	1.17066	8.42608
	12	-0.62199	-7.35547	1.17066	8.42608
	13	-0.81134	8.58419	1.36622	9.40958
	14	-0.81134	-8.58419	1.36622	9.40958
	15	-0.82156	8.37389	1.33275	9.76414
	16	-0.82156	-8.37389	1.33275	9.76414
17	1	-0.25438	6.98039	1.11096	3.64179
	2	-0.25438	-6.98039	1.11096	3.64179
	3	-0.36741	6.48311	1.03182	5.65814
	4	-0.36741	-6.48311	1.03182	5.65814
	5	-0.24039	4.21286	0.67050	5.69688
	6	-0.24039	-4.21286	0.67050	5.69688
	7	-0.45960	7.09186	1.12870	6.46710
	8	-0.45960	-7.09186	1.12870	6.46710
	9	-0.41177	5.72303	0.91085	7.17649
	10	-0.41177	-5.72303	0.91085	7.17649
	11	-0.62240	7.35668	1.17085	8.43023
	12	-0.62240	-7.35668	1.17085	8.43023
	13	-0.81098	8.58604	1.36651	9.40347
	14	-0.81098	-8.58604	1.36651	9.40347
	15	-0.82112	8.37540	1.33299	9.75717
	16	-0.82112	-8.37540	1.33299	9.75717
18	1	-0.25436	6.98030	1.11095	3.64160
	2	-0.25436	-6.98030	1.11095	3.64160
	3	-0.36791	6.48423	1.03200	5.66480
	4	-0.36791	-6.48423	1.03200	5.66480
	5	-0.24016	4.21431	0.67073	5.68954
	6	-0.24016	-4.21431	0.67073	5.68954
	7	-0.45975	7.09200	1.12873	6.46901
	8	-0.45975	-7.09200	1.12873	6.46901
	9	-0.41200	5.72191	0.91067	7.18175
	10	-0.41200	-5.72191	0.91067	7.18175
	11	-0.62301	7.35891	1.17121	8.43591
	12	-0.62301	-7.35891	1.17121	8.43591
	13	-0.81099	8.59029	1.36719	9.39893
	14	-0.81099	-8.59029	1.36719	9.39893

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
18	15	-0.82011	8.37833	1.33345	9.74196
	16	-0.82011	-8.37833	1.33345	9.74196

A continuación, se realiza la agrupación de los modos de oscilación en función de su frecuencia sin considerar los modos oscilatorios conjugados como se muestra en la Tabla 4.6.

La Tabla 4.6 permite contar con los datos para realizar un análisis comparativo de los niveles de amortiguamiento obtenidos mediante análisis modal entre los distintos puntos de conexión del parque de generación eólico. Se resalta en color verde el mayor nivel de amortiguamiento alcanzado en cada uno de los modos oscilatorios de interés analizados.

Para el escenario de demanda media se puede apreciar que las barra 16 presenta el mayor nivel de amortiguamiento para seis modos oscilatorios. La barra 18 en dos modos mientras que la barra 17 no presenta el mayor amortiguamiento en ningún modo oscilatorio.

Tabla 4.6. Modos oscilatorios críticos del SEP agrupados en función de su frecuencia para el escenario de demanda media.

Modos Oscilatorios	Barra 16		Barra 17		Barra 18	
	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]
1	1.11046	3.64458	1.11096	3.64179	1.11095	3.64160
2	1.03173	5.66130	1.03182	5.65814	1.03200	5.66480
3	0.67030	5.71021	0.67050	5.69688	0.67073	5.68954
4	1.12868	6.46902	1.12870	6.46710	1.12873	6.46901
5	0.91065	7.18377	0.91085	7.17649	0.91067	7.18175
6	1.17066	8.42608	1.17085	8.43023	1.17121	8.43591
7	1.36622	9.40958	1.36651	9.40347	1.36719	9.39893
8	1.33275	9.76414	1.33299	9.75717	1.33345	9.74196

En base a lo indicado, en la Tabla 4.7 se observa la probabilidad de alcanzar la máxima estabilidad oscilatoria para cada punto de conexión.

Tabla 4.7. Probabilidad de máxima estabilidad oscilatoria para los puntos de conexión para el escenario de demanda media.

Punto de Conexión	No. de modos en los que presenta mayor nivel de amortiguamiento	Probabilidad
Barra 16	6	75%
Barra 17	0	0%
Barra 18	2	25%

4.3.3 Escenario de Demanda Mínima

En la Tabla 4.8 se exponen los modos oscilatorios críticos presentes en el sistema para el escenario de demanda mínima. Mediante la aplicación de la herramienta de análisis modal se determina para cada punto de conexión la presencia de doce modos críticos dado al hecho que alcanzan un nivel de amortiguamiento inferior al 10%. El rango de frecuencia que presentan los modos críticos en este escenario para los puntos de conexión candidatas se encuentra entre 0.67 y 1.12 Hz correspondientes a modos oscilatorios locales e inter-área, siendo el nivel mínimo de amortiguamiento de 4.36% y el nivel máximo de 9.42% para los diferentes puntos de conexión.

Tabla 4.8. Modos oscilatorios críticos presentes en el sistema de estudio en escenario de demanda mínima.

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
16	1	-0.30776	7.01541	1.11654	4.38272
	2	-0.30776	-7.01541	1.11654	4.38272
	3	-0.25857	4.24988	0.67639	6.07299
	4	-0.25857	-4.24988	0.67639	6.07299
	5	-0.41568	6.33733	1.00862	6.54519
	6	-0.41568	-6.33733	1.00862	6.54519
	7	-0.47947	5.71558	0.90966	8.35940
	8	-0.47947	-5.71558	0.90966	8.35940
	9	-0.60348	6.60584	1.05135	9.09774
	10	-0.60348	-6.60584	1.05135	9.09774
	11	-0.58943	6.30234	1.00305	9.31186
	12	-0.58943	-6.30234	1.00305	9.31186
17	1	-0.30736	7.04861	1.12182	4.35650
	2	-0.30736	-7.04861	1.12182	4.35650
	3	-0.26525	4.23270	0.67366	6.25430
	4	-0.26525	-4.23270	0.67366	6.25430
	5	-0.41209	6.42074	1.02189	6.40496
	6	-0.41209	-6.42074	1.02189	6.40496
	7	-0.53238	6.18113	0.98376	8.58120
	8	-0.53238	-6.18113	0.98376	8.58120
	9	-0.51411	5.91852	0.94196	8.65383
	10	-0.51411	-5.91852	0.94196	8.65383
	11	-0.63469	6.71133	1.06814	9.41494
	12	-0.63469	-6.71133	1.06814	9.41494
18	1	-0.30648	7.02106	1.11744	4.36104
	2	-0.30648	-7.02106	1.11744	4.36104
	3	-0.25902	4.24955	0.67634	6.08385
	4	-0.25902	-4.24955	0.67634	6.08385
	5	-0.41792	6.33742	1.00863	6.58026
	6	-0.41792	-6.33742	1.00863	6.58026
	7	-0.47957	5.71661	0.90983	8.35973
	8	-0.47957	-5.71661	0.90983	8.35973

Barra	Modo de Oscilación	σ [1/s]	ω [rad/s]	Frecuencia [Hz]	ξ [%]
18	9	-0.60322	6.60589	1.05136	9.09377
	10	-0.60322	-6.60589	1.05136	9.09377
	11	-0.59325	6.30368	1.00326	9.36970
	12	-0.59325	-6.30368	1.00326	9.36970

Se realiza la agrupación de los modos de oscilación en función de su frecuencia sin considerar los modos oscilatorios conjugados como se muestra en la Tabla 4.9.

La Tabla 4.9 permite contar con los datos para realizar un análisis comparativo de los niveles de amortiguamiento obtenidos mediante análisis modal entre los distintos puntos de conexión del parque de generación eólico. Se resalta en color verde el mayor nivel de amortiguamiento alcanzado en cada uno de los modos oscilatorios.

Para el escenario de demanda mínima se puede apreciar que la barra 16 presenta el mayor nivel de amortiguamiento en un solo modo oscilatorio. La barra 17 en tres modos y la barra 18 en dos modos oscilatorios.

Tabla 4.9. Modos oscilatorios críticos del SEP agrupados en función de su frecuencia para el escenario de demanda mínima.

Modos Oscilatorios	Barra 16		Barra 17		Barra 18	
	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]	f [Hz]	ξ [%]
1	1.11654	4.38272	1.12182	4.35650	1.11744	4.36104
2	0.67639	6.07299	0.67366	6.25430	0.67634	6.08385
3	1.00862	6.54519	1.02189	6.40496	1.00863	6.58026
4	0.90966	8.35940	0.94196	8.65383	0.90983	8.35973
5	1.05135	9.09774	1.06814	9.41494	1.05136	9.09377
6	1.00305	9.31186	0.98376	8.58120	1.00326	9.36970

En base a lo indicado, en la Tabla 4.10 se observa la probabilidad de alcanzar la máxima estabilidad oscilatoria para cada punto de conexión. La barra 17 presenta la mayor probabilidad de que al conectarse el parque eólico se cuente con un nivel de amortiguamiento mayor.

Tabla 4.10. Probabilidad de máxima estabilidad oscilatoria para los puntos de conexión para el escenario de demanda mínima.

Punto de Conexión	No. de modos en los que presenta mayor nivel de amortiguamiento	Probabilidad
Barra 16	1	17%
Barra 17	3	50%
Barra 18	2	33%

4.3.4 Selección del Punto de Conexión del Parque Eólico en el Sistema de Estudio

Para determinar el punto de conexión óptimo del parque de generación que permita alcanzar el mayor nivel de estabilidad de pequeña señal, se realiza un análisis comparativo entre los modos oscilatorios seleccionados para cada barra de los diferentes escenarios analizados, por medio de la determinación de la máxima probabilidad de presentar la mayor estabilidad oscilatoria en el sistema de análisis.

De las Tablas 4.4, 4.7 y 4.10 permiten evidenciar que para el escenario más crítico correspondiente al escenario de demanda máxima las barras 16 y 18 presentaron la máxima probabilidad con un valor de 44%, mientras que para el escenario de demanda media se presenta en la barra 16 con 75%. Para el escenario de demanda mínima corresponde a la barra 17 con un valor de 50%.

En los escenarios de demanda máxima y media se obtuvo que la barra 16 presentó el mayor nivel de amortiguamiento en el modo oscilatorio crítico de menor frecuencia, mientras que en el escenario de demanda mínima lo obtuvo la barra 17. Mediante las Figuras 4.3, 4.4 y 4.5 es posible observar el comportamiento del modo oscilatorio al conectar el parque eólico a los distintos puntos de conexión.

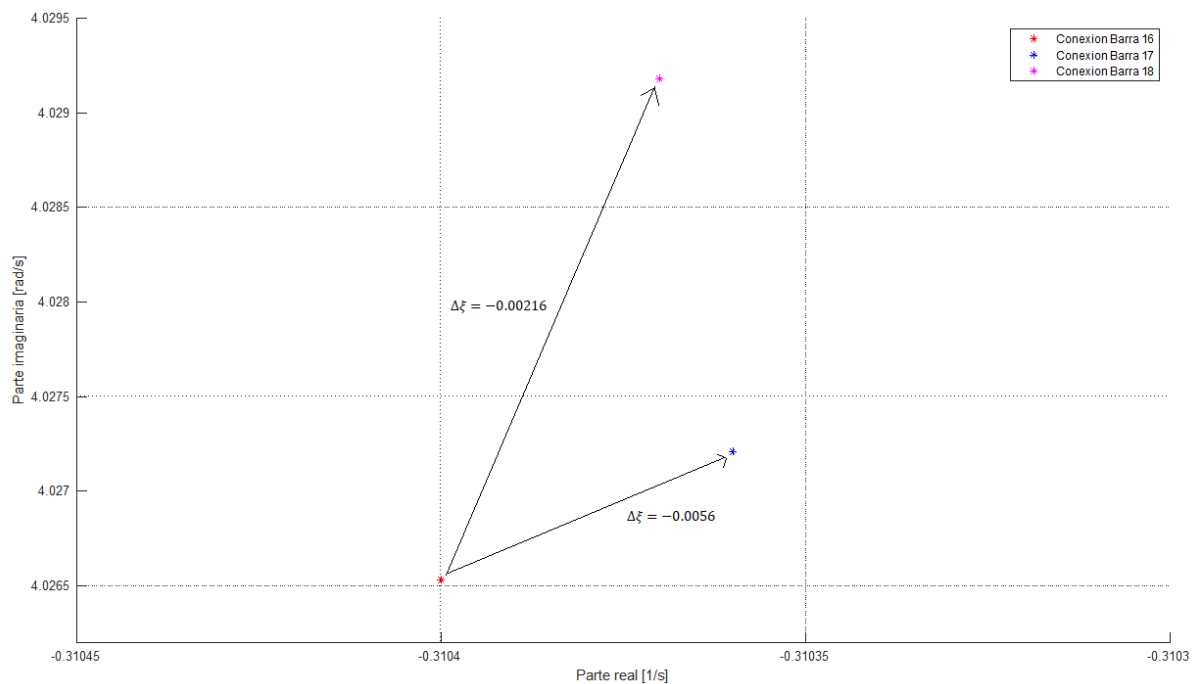


Figura 4.3. Comportamiento del modo oscilatorio de menor frecuencia presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda máxima.

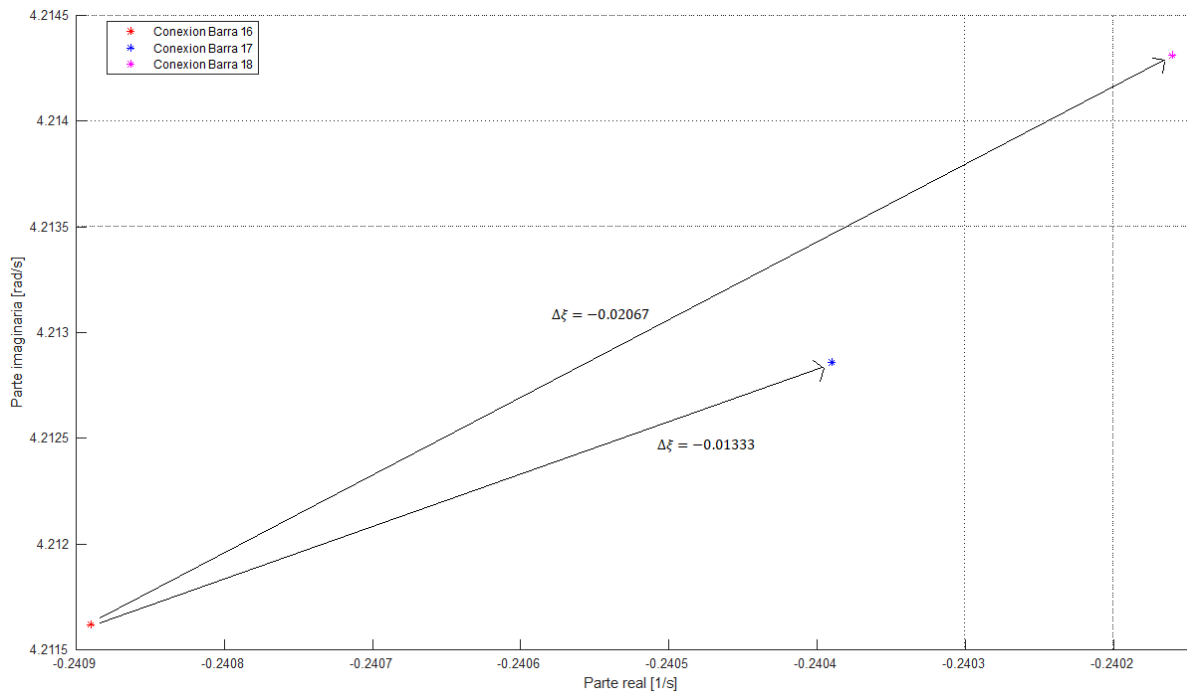


Figura 4.4. Comportamiento del modo oscilatorio de menor frecuencia presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda media.

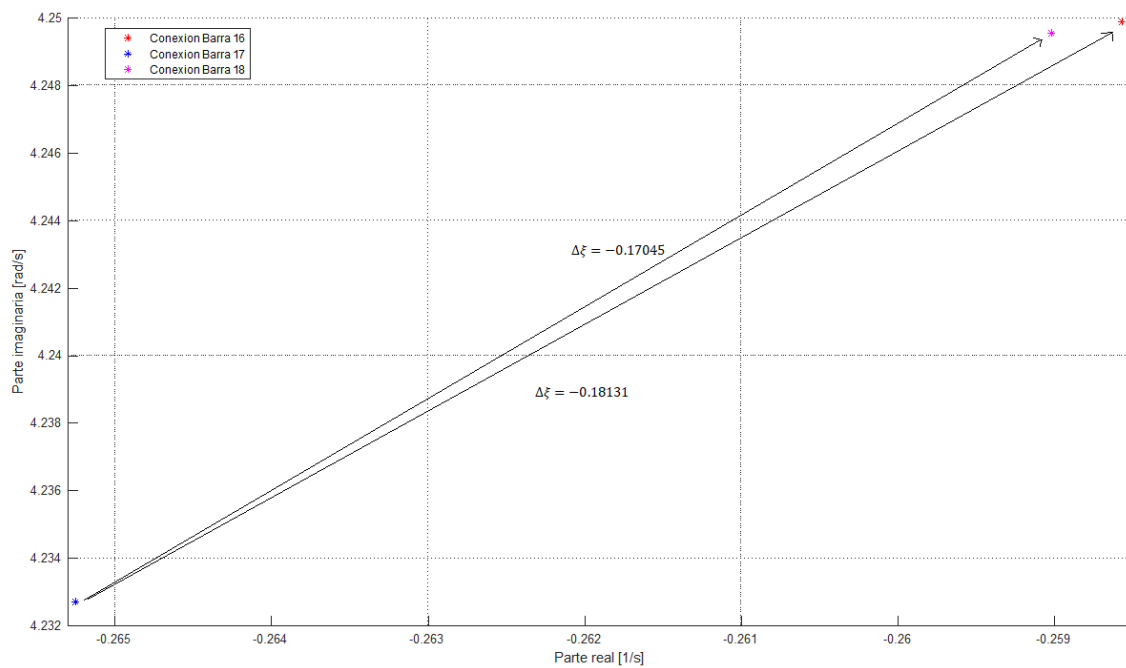


Figura 4.5. Comportamiento del modo oscilatorio de menor frecuencia presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda mínima.

En el caso del modo oscilatorio más crítico, correspondiente al modo 1, la barra 18 presentó el mayor nivel de amortiguamiento para el escenario de demanda máxima mientras que para los escenarios de demanda media y mínima lo obtuvo la barra 16 como se muestran en las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8.

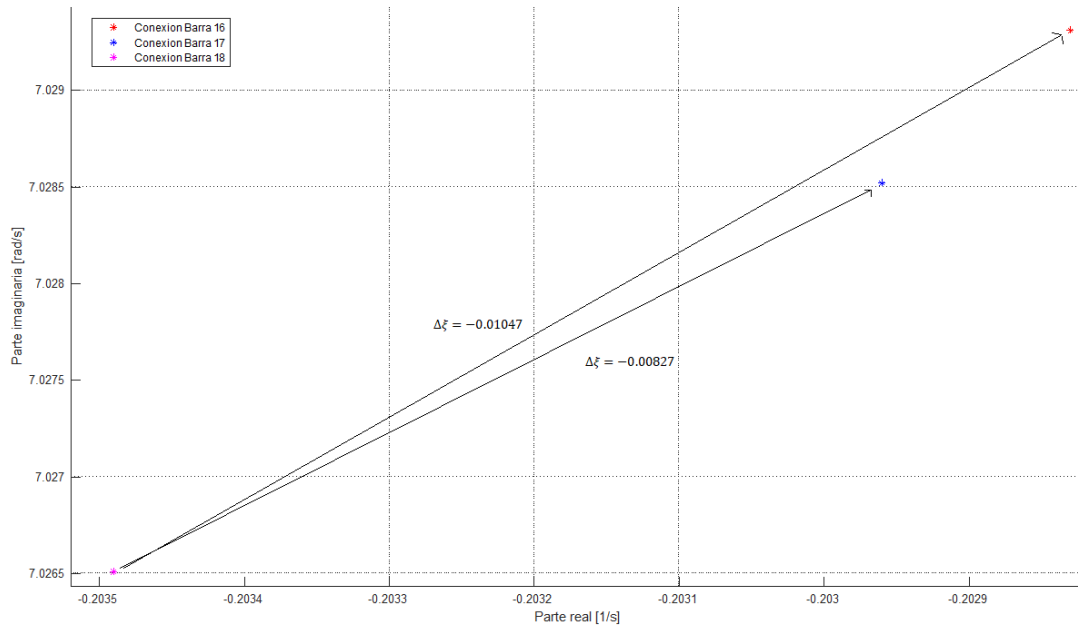


Figura 4.6. Comportamiento del modo oscilatorio de menor amortiguamiento presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda máxima.

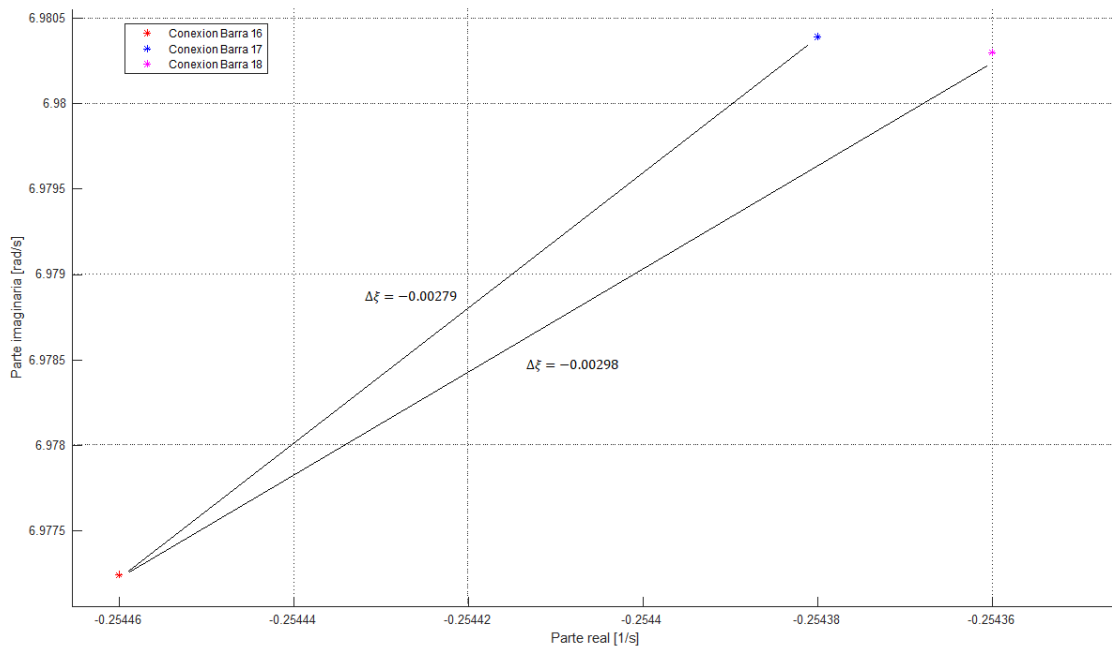


Figura 4.7. Comportamiento del modo oscilatorio de menor amortiguamiento presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda media.

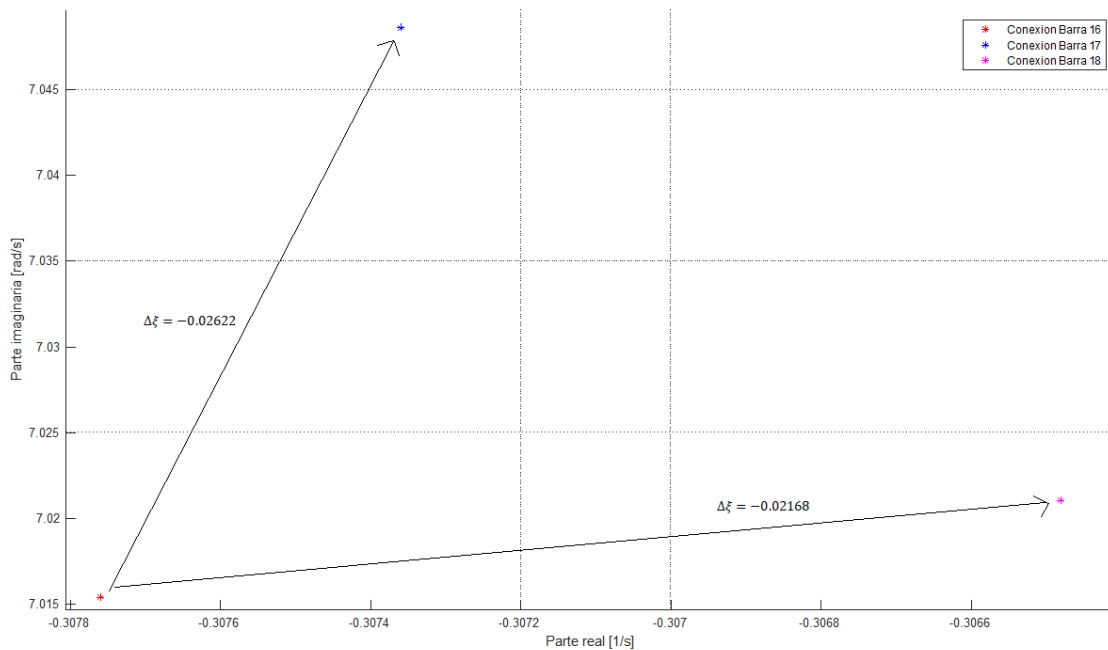


Figura 4.8. Comportamiento del modo oscilatorio de menor amortiguamiento presente en el SEP ante el punto de conexión del parque eólico en el escenario de demanda mínima.

Es importante reiterar que los distintos escenarios de estudio son independientes, entre sí, permitiendo determinar la máxima probabilidad en función de los datos presentados en las Tablas 4.4, 4.7 y 4.10 para los distintos puntos de conexión en cada escenario de estudio.

Finalmente, en base a lo mencionado, se determina que la ubicación óptima para conectar el parque de generación eólico en el sistema estudiado corresponde a la barra 16, esto permite alcanzar la máxima probabilidad de estabilidad oscilatoria en el SEP con un nivel de amortiguamiento mínimo de 2.90% y un nivel máximo de 9.76%.

En la Figura 4.9 y en la Figura 4.10 se muestran los modos oscilatorios críticos presentes en el SEP y el comportamiento dinámico en terminales del parque eólico al conectarlo en la barra 16 en el escenario de demanda máxima.

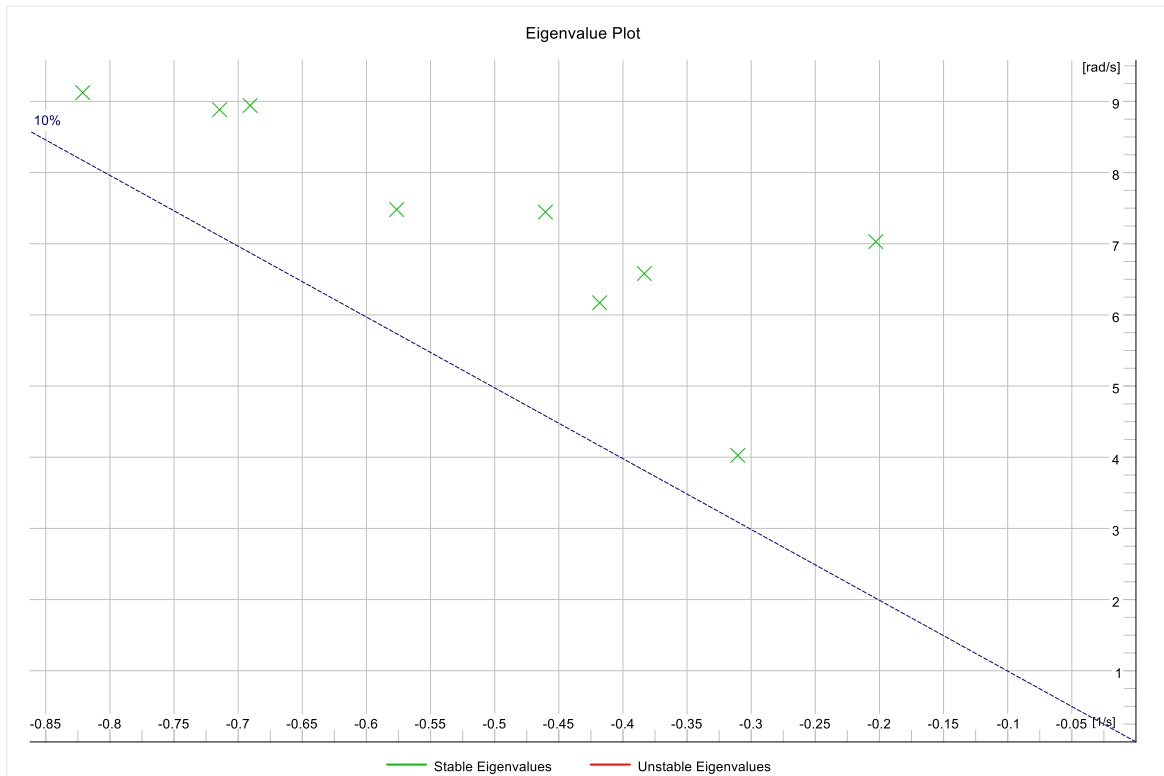


Figura 4.9. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 16 en escenario de demanda máxima.

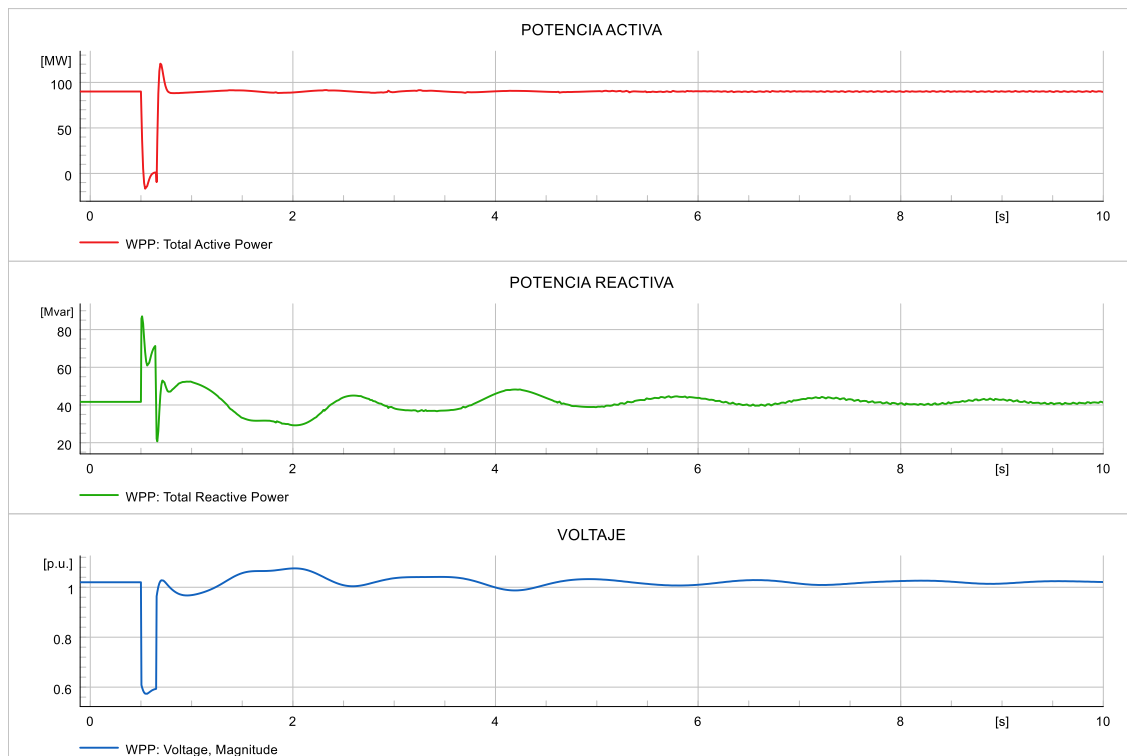


Figura 4.10. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 16 en escenario de demanda máxima.

En el Anexo III, se presentan los modos oscilatorios críticos obtenidos por cada punto de conexión en cada escenario de estudio, graficados en el plano complejo para el sistema de prueba empleado en el presente trabajo.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan las conclusiones y recomendaciones en base del análisis de los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología al sistema de prueba.

5.1 CONCLUSIONES

- En función de la investigación del estado del arte de la ubicación de parques eólicos considerando la estabilidad oscilatoria, en el presente trabajo, se determinó que existen estudios sobre los impactos al SEP que genera la inclusión de parques de generación eólico. Sin embargo, la consideración de la ubicación del parque eólico como una variable para la estabilidad de pequeña señal no ha sido tratado a profundidad en la literatura especializada.
- Se desarrolló la modelación de un parque de generación eólico a través de un generador equivalente, el cual permite representar el comportamiento dinámico del conjunto de turbinas eólicas que forman parte del parque. A través del modelo implementado, es posible analizar, mediante diferentes escenarios, la estabilidad de pequeña señal del sistema considerando la integración de generación eólica.
- Mediante la creación de escenarios de estudio se determinó de manera probabilística la sensibilidad de la estabilidad de pequeña señal en un sistema de potencia ante la conexión de un parque eólico, estableciendo así, el punto de conexión que permita obtener la máxima probabilidad estabilidad oscilatoria en el sistema de estudio.
- La metodología propuesta en el presente trabajo permitió generar un mecanismo, en el que es posible evidenciar la influencia que tiene el punto de conexión del parque de generación eólico sobre el nivel de amortiguamiento, con lo cual, es factible determinar la ubicación del parque eólico considerando los modos oscilatorios que presenten un nivel de amortiguamiento menor al deseado por el usuario.
- El análisis propuesto en este trabajo permite determinar el punto de conexión del parque eólico, en el cual el sistema, sin considerar otras medidas de control obtendrá un nivel más alto de estabilidad oscilatoria ante condiciones operativas posibles en la red eléctrica.

5.2 RECOMENDACIONES

El desarrollo de la metodología propuesta en el presente trabajo permite indicar la siguiente recomendación:

- De las variables obtenidas por intermedio de la aplicación del Análisis Modal en la metodología propuesta en el presente trabajo, fue únicamente utilizado el nivel de amortiguamiento alcanzándose resultados aceptables; sin embargo, resulta interesante la consideración de la variable frecuencia de los modos electromecánicos de oscilación, a fin de determinar una observación completa del problema de establecer la ubicación de parques eólicos. Por lo indicado, se recomienda llevar a cabo estudios que consideren esta variable.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Fuentefria, M. Castro y M. Rapado-Acosta, «Influencia de la energía eólica en la estabilidad de pequeña señal de un sistema de distribución aislado,» *Ingeniería Energética*, vol. XL, nº 3, pp. 1971-1980, 2019.
- [2] International Renewable Energy Agency, «Estadísticas de capacidad renovable 2022,» IRENA, Abu Dhabi, 2022.
- [3] N. Hatziargyriou, C. .. Rahmann y V. Ajarapu, «Definiciones de estabilidad y caracterización de comportamiento dinámico en sistemas con alta penetración de tecnologías de interfaz de electrónica de potencia,» de *IEEE-PES*, 2020.
- [4] G. Rodríguez, «Evaluar el nivel de amortiguamiento y determinación de los modos críticos para múltiples escenarios de un sistema de potencia.,» de *Tesis de Pregrado EPN*, Quito, 2022.
- [5] J. Oscullo, «Sintonización adaptativa de estabilizadores de sistemas de potencia en tiempo real utilizando tecnología de medición sincrofasorial,» de *Tesis de Doctorado EPN*, Quito, 2021.
- [6] J. Pazmiño, «Programa para el estudio de estabilidad, criterio del lugar geométrico de las raíces,» de *Tesis de Pregrado EPN*, Quito, 1981.
- [7] H. R. Pota, *The Essentials of Power System Dynamics and Control*, Singapore: Springer NatureSingapore, 2018.
- [8] P. Reyes, «Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado del Ecuador,» Repositorio Institucional Universidad de Cuenca, Cuenca, 2013.
- [9] J. He y Z. Fu, *Análisis Modal*, Oxford: Butterworth-Heinemann, 2001.
- [10] S. Behera, M. Tripathy y J. Satapathy, «Impacts of Wind Generators Penetration in Power Systems towards Voltage Stability,» de *International Conference on Next Generation Intelligent Systems*, Kottayam, India, 2016.
- [11] M. Bornapour, A. Khodabakhshian y M. Esmaili, «Optimal Multi-objective Placement of Wind Turbines Considering Voltage Stability, Total Loss and Cost Using Fuzzy

Adaptative Modified Particle Swarm Optimization Algorithm,» *Iran J Sci Technol Trans Electr Eng*, nº 43, pp. 343-359, 2019.

- [12] O.A.Zongo y A.Oonsivilai, «Optimal placement of distributed generator for power loss minimization and voltage stability improvement,» *Energy Procedia*, nº 138, pp. 134-139, 2017.
- [13] O. Bekri, M. Fellah y M. Benkhoris, «Impact of the wind generator on the power flow in the electric grid,» *3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA)*, pp. 1-6, 2014.
- [14] P. Hou, W. Hu y M. Soltani, «Optimized Placement of Wind Turbines in Large-Scale Offshore Wind Farm Using Particle Swarm Optimization Algorithm,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, nº 4, pp. 1272-1282, 2015.
- [15] P. Asaah, L. Hao y J. Ji, «Optimal Placement of Wind Turbines in Wind Farm Layout Using Particle Swarm Optimization,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, nº 2, pp. 367-375, 2021.
- [16] A. Naderipour, M. M. Z. Abdul-Malek y J. Guerrero, «A multi-objective artificial electric field optimization algorithm for allocation of wind turbines in distribution systems,» *Applied Soft Computing*, vol. 105, nº 107278, pp. 1568-4946, 2021.
- [17] D. Vowles, C. Samarasinghe, M. Gibbard y G. Ancell, «Effect of Wind Generation on Small-Signal Stability - A New Zealand Example,» *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-8, 2008.
- [18] D. Gautam, V. Vittal y T. Harbour, «Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 3, 2009.
- [19] M. Zapata, «Estabilidad de pequeña señal en sistemas de energía eléctrica con alta penetración de generación renovable,» de *Tesis de Maestría Universidad Nacional de Colombia*, Medellín, 2020.
- [20] H. Banna, A. Luna, S. Ying, H. Ghorbani y P. Rodriguez, «Impactos de Energía Eólica In-Feed en la Estabilidad de Pequeña Señal del Sistema de Potencia,» de

Impacts of Wind Energy In-Feed on Power System Small Signal Stability,
Milwakuee, 2014.

- [21] O. Ajeigbe, J. Munda y Y. Hamam, «Optimal Allocation of Renewable Energy Hybrid Distributed Generations for Small-Signal Stability Enhancement,» *Energies*, vol. XII, nº 24, p. 4777, 2019.
- [22] M. Yateendra, «Advances in power system small signal stability analysis considering load modeling and emerging generation resources.,» de *Dissertation, The University of Queens-land*, Brisbane, 2008.
- [23] P. He, F. Wen y G. Ledwich, «Small signal stability analysis of power systems with high penetration of wind power,» *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 1, nº 3, pp. 241-248, 2013.
- [24] E. Hagstrøm, E. Norheim y I. Uhle, «Large scale wind power integration in Norway and effect on damping in the Nordic grid.,» *Wind Energy*, vol. 8, nº 3, pp. 375-384, 2005.
- [25] L. Yan y K. Wang, «A summary of impacts of wind power integration on power system small-signal stability,» *International Symposium on Resource Exploration and Environmental Science*, vol. 64, 2017.
- [26] Vittal, Eknath y O'Malley, «A small - signal stability analysis of DFIG wind generation,» de *Eighth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks ofr Offshore Wind Farms*, Germany, 2009.
- [27] H. Golpira, A. Román-Messina y H. Bevrani, *Renewable Integrated Power System Stability and Control*, Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc., 2021.
- [28] M. Penalba y J. Ringwood, «A Review of Wave-to-Wire Models for Wave Energy Converters,» *Energies*, vol. 7, nº 506, 2016.
- [29] A. Abo-Khalil, *Modeling and Control Aspects of Wind Power Systems*, IntechOpen, 2013.

- [30] I. Erlich, F. Shewarega, C. Feltes, F. Koch y J. Fortmann, «Determination of Dynamic Wind Farm Equivalentents using Heuristic Optimization,» *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2012.
- [31] F. Gonzales-Longatt y J. Rueda, *Power Factory Applications for Power System Analysis*, Springer, 2014.
- [32] DigSILENT , *Power Factory 2020 User Manual*, Gomaringen, Germany: DigSILENT GmbH, 2020.
- [33] E. Vera, «Modelación de aerogeneradores en DigSilent Power Factory para el Análisis de Transitorios Electromecánicos,» de *Tesis de Pregrado EPN*, Quito, 2014.
- [34] J. Cepeda, J. Rueda y I. Erlich, «MVMOS-Based approach for identification of dynamic equivalentents from PMU measurements,» *Proceedings of the IEEE Grenoble PowerTech*, pp. 1-6, 2013.
- [35] D. PowerFactory, «39 Bus New England System,» DigSILENT GmbH, Gomaringen.

7 ANEXOS

ANEXO I. Respuesta en el dominio del tiempo en terminales del parque de generación eólico

En la sección I. de Anexos se presentan los resultados del comportamiento dinámico en función de las señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico modelado en Power Factory obtenidos para cada uno de los escenarios de estudio al ser expuesto a la perturbación de tipo cortocircuito descrita en secciones anteriores.

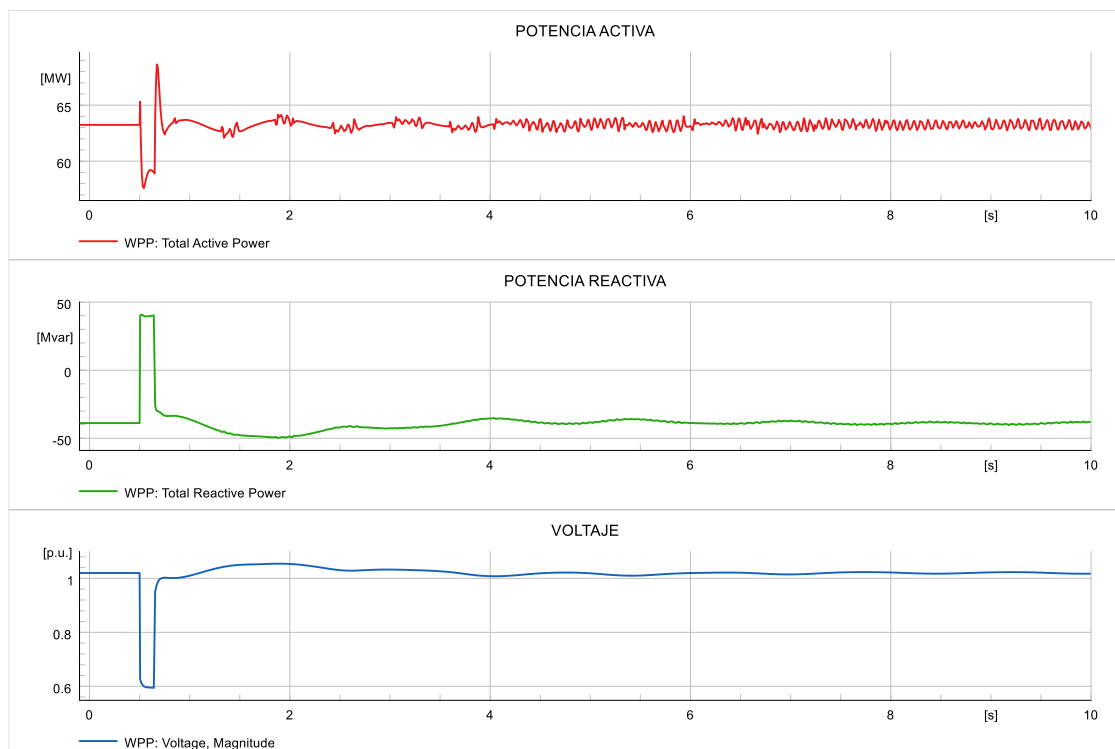


Figura I.1. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 16 en escenario de demanda media.

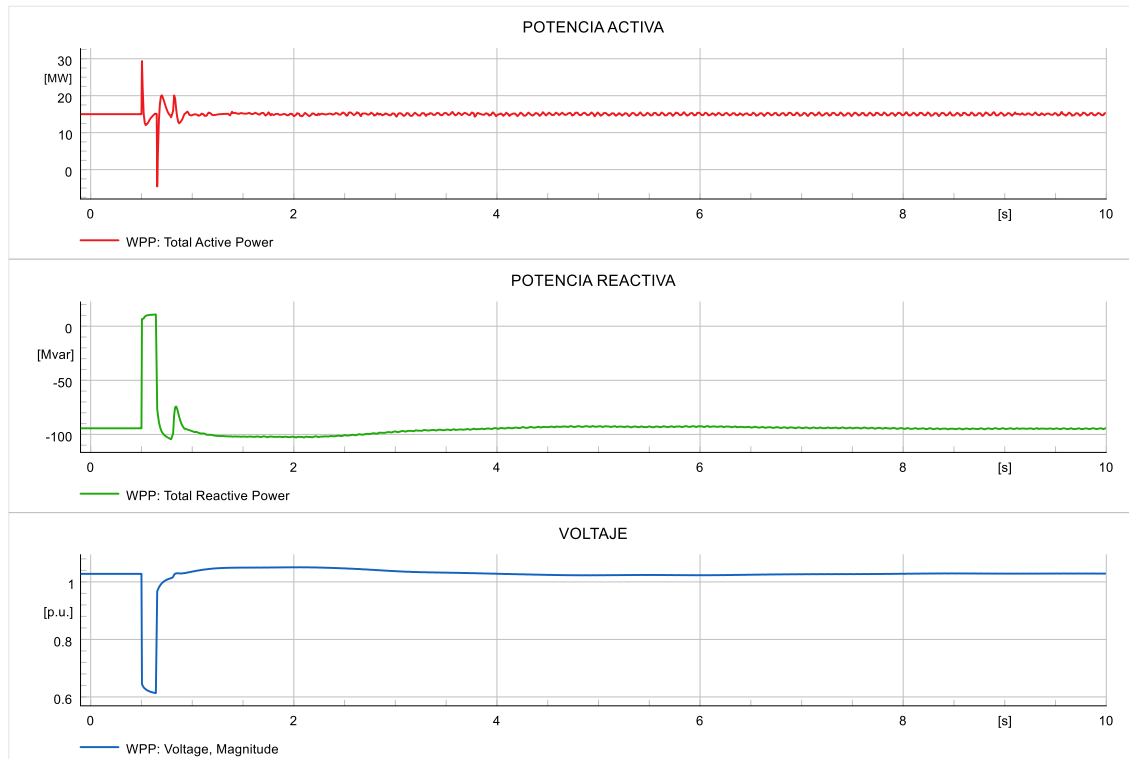


Figura I.2. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 16 en escenario de demanda mínima.

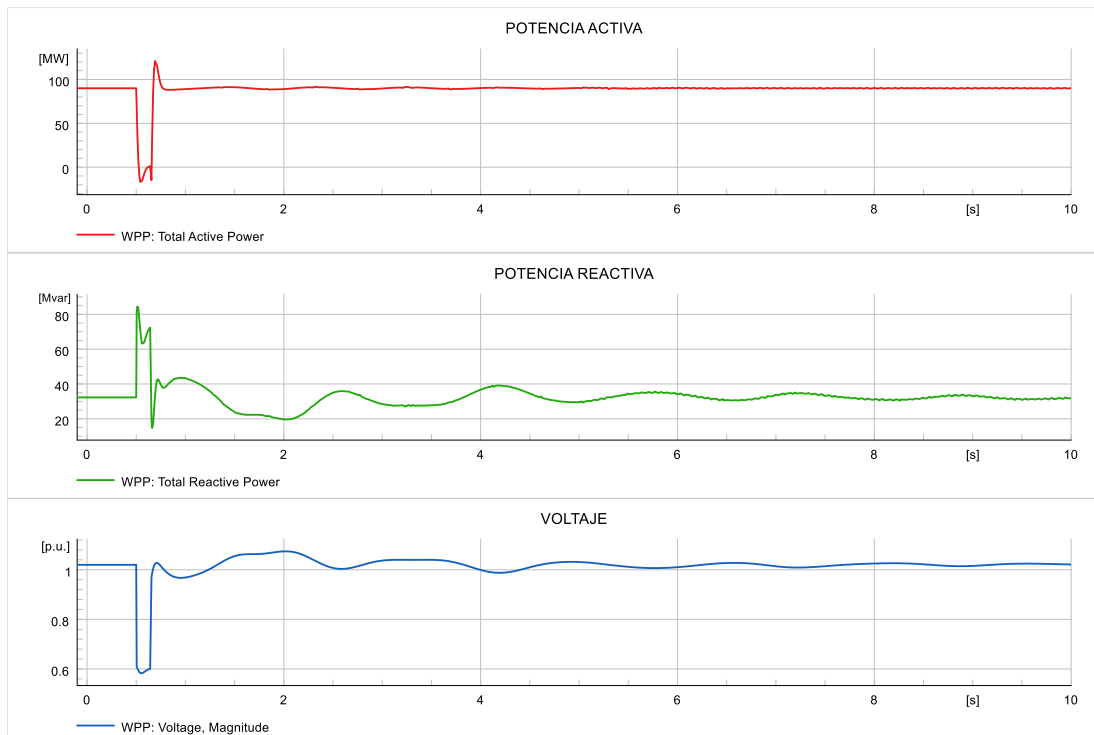


Figura I.3. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 17 en escenario de demanda máxima.

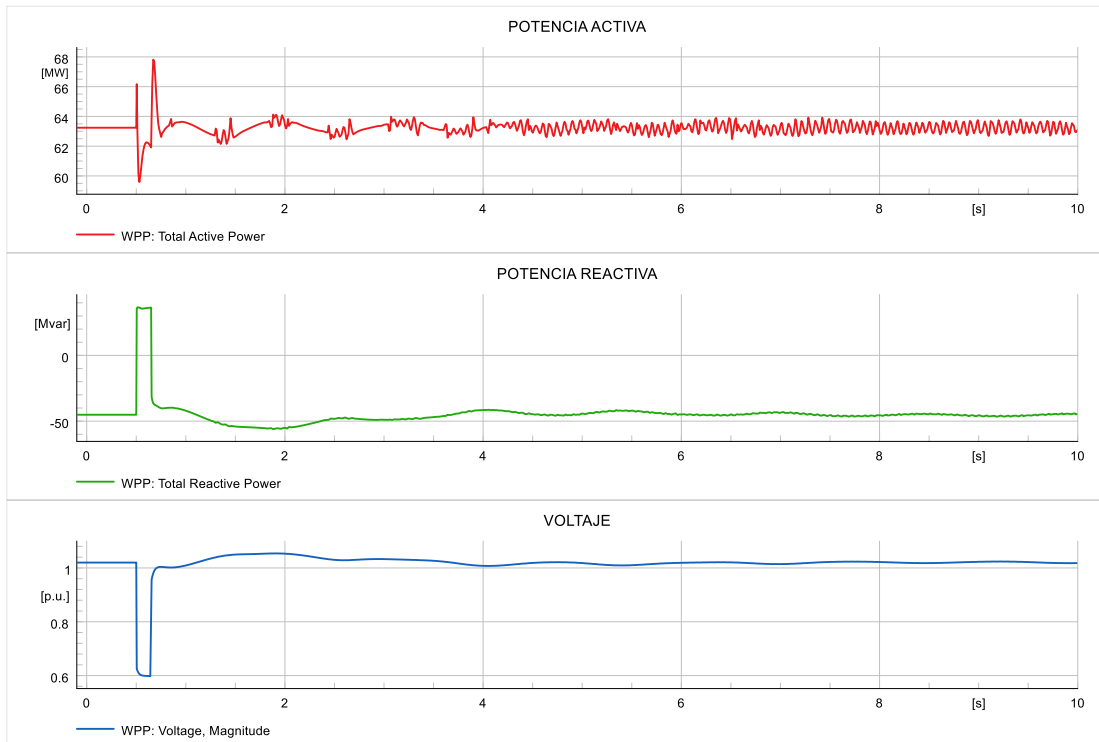


Figura I.4. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 17 en escenario de demanda media.

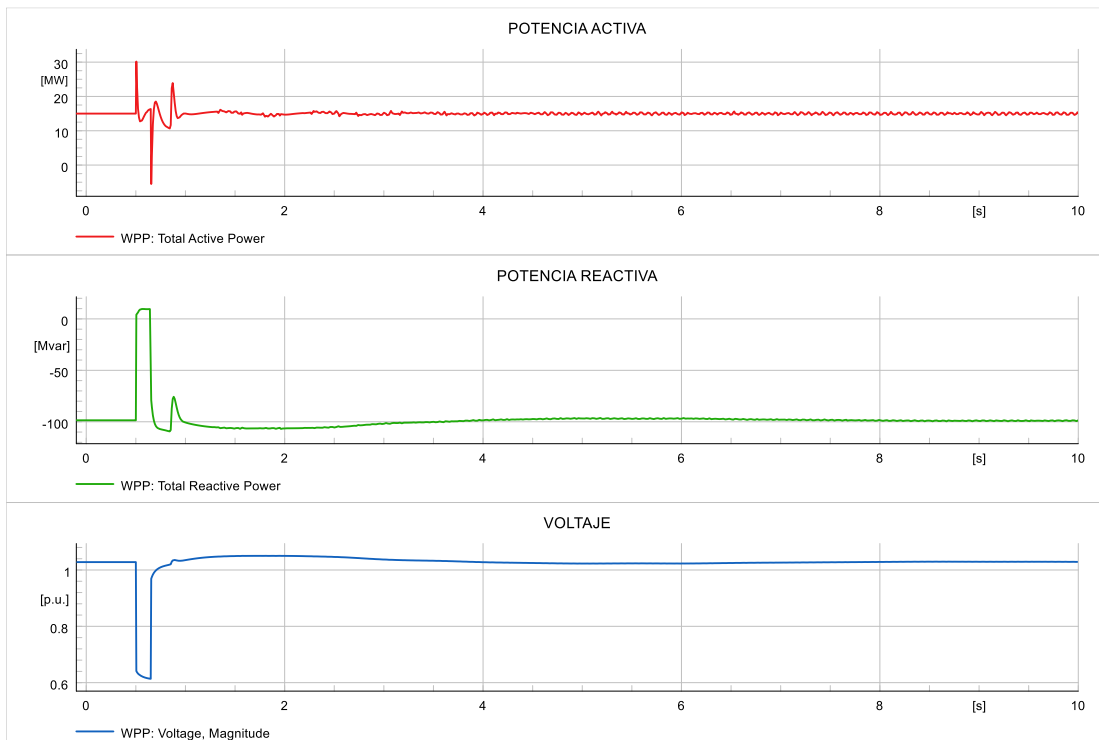


Figura I.5. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 17 en escenario de demanda mínima.

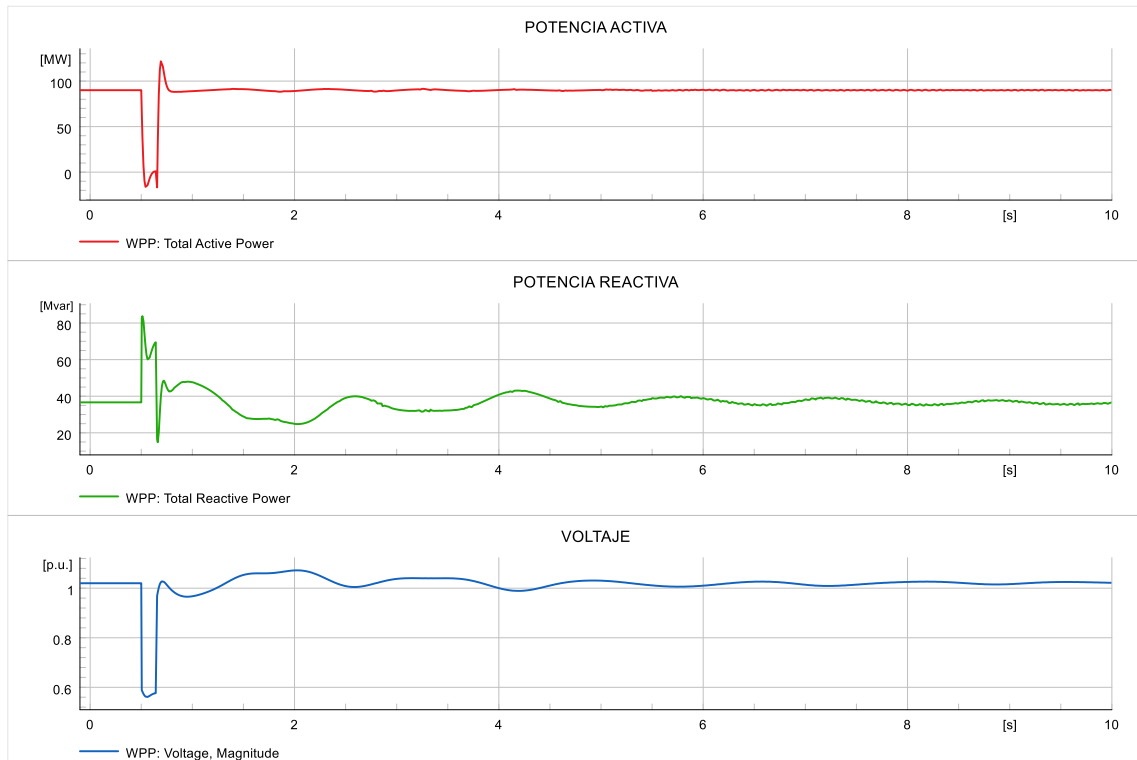


Figura I.6. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 18 en escenario de demanda máxima.

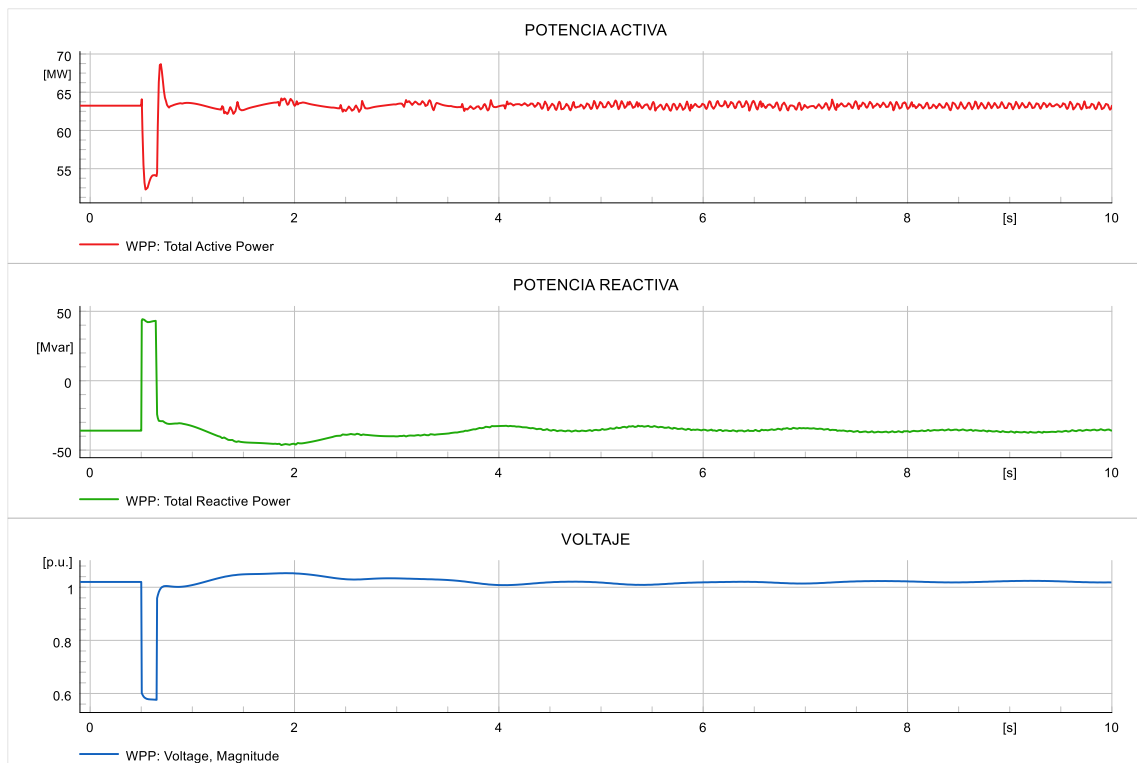


Figura I.7. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 18 en escenario de demanda media.

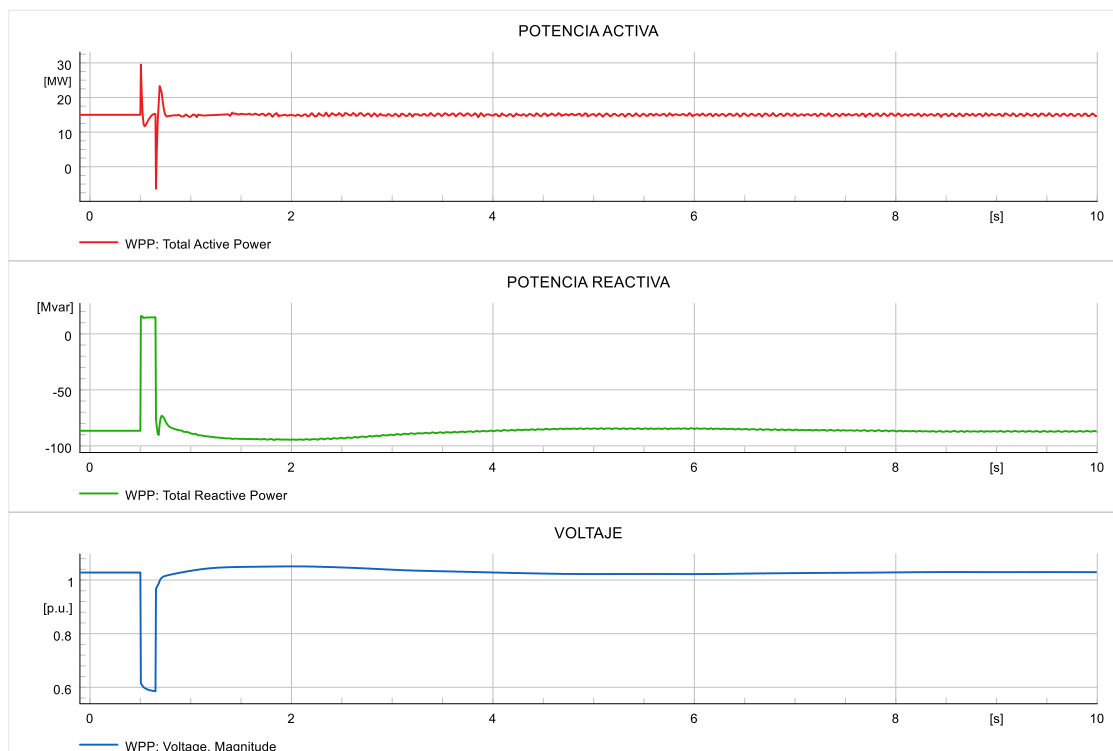


Figura I.8. Señales de potencia y voltaje en terminales del parque eólico al conectarlo en barra 18 en escenario de demanda mínima.

ANEXO II. Parámetros del Sistema de Potencia IEEE de 39 Barras [35]

En la sección III. de Anexos se presentan los parámetros del sistema de potencia IEEE de 39 Barras implementado en el trabajo de integración curricular simulado en el software Power Factory de DigSILENT.

Tabla II.1. Demanda eléctrica.

Carga	Barra	P [MW]	Q [MVar]
3	3	322	2.4
4	4	500	184
7	7	233.8	84
8	8	522	176
12	12	7.5	88
15	15	320	153
16	16	329	32.3
18	18	158	30
20	20	628	103
21	21	274	115
23	23	247.5	84.6
24	24	308.6	-92.2
25	25	224	47.2
26	26	139	17
27	27	281	75.5
28	28	206	27.6

Carga	Barra	P [MW]	Q [MVAr]
29	29	283.5	26.9
31	31	9.2	4.6
39	39	1104	250

Tabla II.2. Despacho de generadores sincrónicos.

Generador	Barra	Tipo	P [MW]	V [pu]
1	39	PV	1000.0	1.0300
2	31	Slack	N.A	0.9820
3	32	PV	650.0	0.9831
4	33	PV	632.0	0.9972
5	34	PV	508.0	1.0123
6	35	PV	650.0	1.0493
7	36	PV	560.0	1.0635
8	37	PV	540.0	1.0278
9	38	PV	830.0	1.0265
10	30	PV	250.0	1.0475

Tabla II.3. Parámetros de líneas de transmisión considerando una potencia base de 100 MVA.

Bus i	Bus j	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]
1	2	0.0035	0.0411	0.6987
1	39	0.001	0.025	0.75
2	3	0.0013	0.0151	0.2572
2	25	0.007	0.0086	0.146
3	4	0.0013	0.0213	0.2214
3	18	0.0011	0.0133	0.2138
4	5	0.0008	0.0128	0.1342
4	14	0.0008	0.0129	0.1382
5	6	0.0002	0.0026	0.0434
5	8	0.0008	0.0112	0.1476
6	7	0.0006	0.0092	0.113
6	11	0.0007	0.0082	0.1389
7	8	0.0004	0.0046	0.078
8	9	0.0023	0.0363	0.3804
9	39	0.001	0.025	1.2
10	11	0.0004	0.0043	0.0729
10	13	0.0004	0.0043	0.0729
13	14	0.0009	0.0101	0.1723
14	15	0.0018	0.0217	0.366
15	16	0.0009	0.0094	0.171
16	17	0.0007	0.0089	0.1342
16	19	0.0016	0.0195	0.304
16	21	0.0008	0.0135	0.2548
16	24	0.0003	0.0059	0.068
17	18	0.0007	0.0082	0.1319

Bus i	Bus j	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]
17	27	0.0013	0.0173	0.3216
21	22	0.0008	0.014	0.2565
22	23	0.0006	0.0096	0.1846
23	24	0.0022	0.035	0.361
25	26	0.0032	0.0323	0.513
26	27	0.0014	0.0147	0.2396
26	28	0.0043	0.0474	0.7802
26	29	0.0057	0.0625	1.029

Tabla II.4. Parámetros de transformadores considerando una potencia base de 100 MVA.

Bus i	Bus j	R [p.u]	X [p.u]	Tap [p.u]
12	11	0.0016	0.0435	1.006
12	13	0.0016	0.0435	1.006
6	31	0	0.025	1.07
10	32	0	0.02	1.07
19	33	0.0007	0.0142	1.07
20	34	0.0009	0.018	1.009
22	35	0	0.0143	1.025
23	36	0.0005	0.0272	1
25	37	0.0006	0.0232	1.025
2	30	0	0.0181	1.025
29	38	0.0008	0.0156	1.025
19	20	0.0007	0.0138	1.06

Tabla II.5. Parámetros de generadores sincrónicos.

No.	S [MVA]	H [s]	xd' [p.u]	xq' [p.u]	xd [p.u]	xq [p.u]	Td'0 [s]	Tq'0 [s]	xl [p.u]
1	10000	5	0.6	0.8	2	1.9	7	0.7	0.3
2	700	4.329	0.4879	1.19	2.065	1.974	6.56	1.5	0.245
3	800	4.475	0.4248	0.7008	1.996	1.896	5.7	1.5	0.2432
4	800	3.575	0.3488	1.328	2.096	2.064	5.69	1.5	0.236
5	300	4.333	0.396	0.498	2.01	1.86	5.4	0.44	0.162
6	800	4.35	0.4	0.6512	2.032	1.928	7.3	0.4	0.1792
7	700	3.771	0.343	1.302	2.065	2.044	5.66	1.5	0.2254
8	700	3.471	0.399	0.6377	2.03	1.96	6.7	0.41	0.196
9	1000	3.45	0.57	0.587	2.106	2.05	4.79	1.96	0.298
10	1000	4.2	0.31	—	1	0.69	10.2	—	0.125

Tabla II.6. Parámetros de reguladores automáticos de voltaje.

No.	Ka [p.u]	Ta [s]	Ke [p.u]	Te [s]	Kf [p.u]	Tf [s]	E1 [p.u]	E2 [p.u]
2	6.2	0.05	-0.633	0.405	0.057	0.5	3.036437	4.048583

No.	Ka [p.u]	Ta [s]	Ke [p.u]	Te [s]	Kf [p.u]	Tf [s]	E1 [p.u]	E2 [p.u]
3	5	0.06	-0.0198	0.5	0.08	1	2.342286	3.123048
4	5	0.06	-0.0525	0.5	0.08	1	2.868069	3.824092
5	40	0.02	1	0.785	0.03	1	3.926702	5.235602
6	5	0.02	-0.0419	0.471	0.0754	1.246	3.586801	4.782401
7	40	0.02	1	0.73	0.03	1	2.801724	3.735632
8	5	0.02	-0.047	0.528	0.0854	1.26	3.191489	4.255319
9	40	0.02	1	1.4	0.03	1	4.256757	5.675676
10	5	0.06	-0.0485	0.25	0.04	1	3.546099	4.728132

ANEXO III. Resultados de modos oscilatorios críticos obtenidos en Power Factory para el sistema de prueba empleado

En la sección III. de Anexos se presentan los resultados gráficos obtenidos a partir de la herramienta de análisis modal de Power Factory para cada escenario de estudio al ser expuesto a la perturbación descrita en secciones anteriores. En las gráficas presentadas a continuación se evidencian los modos críticos con un nivel de amortiguamiento menor al 10% correspondientes aquellos que se encuentran por encima de la pendiente de color azul.

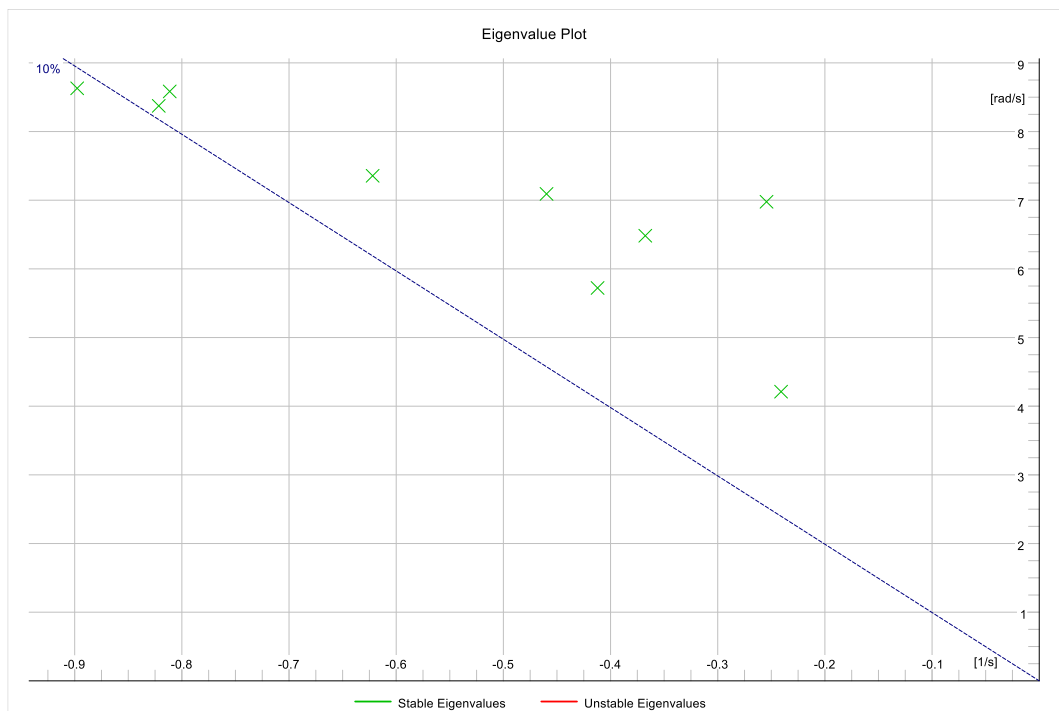


Figura III.1. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 16 en escenario de demanda media.

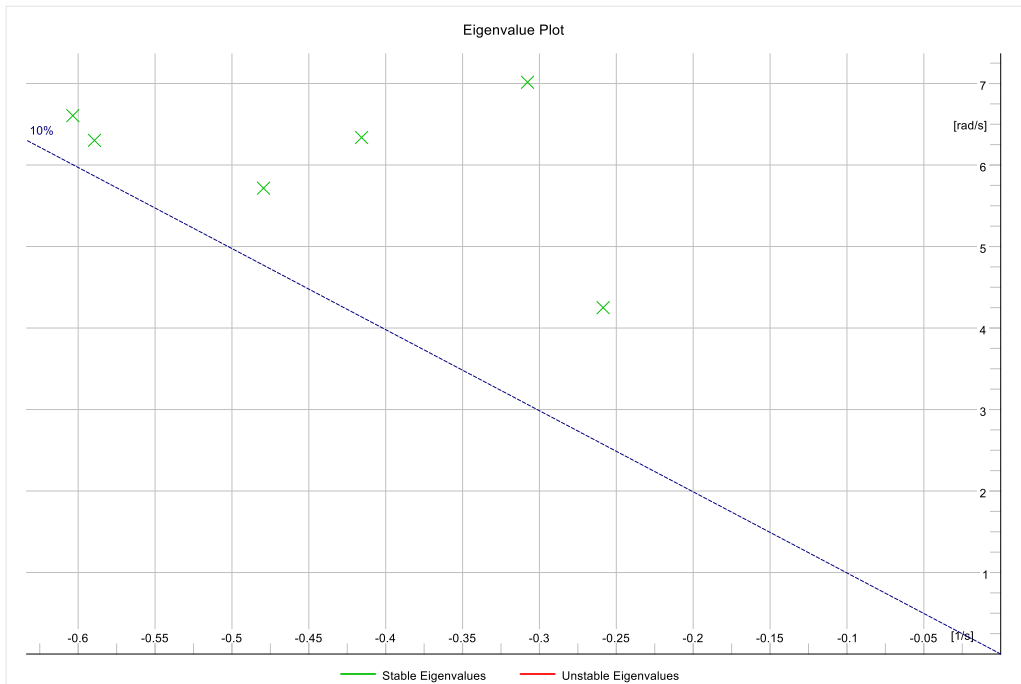


Figura III.2. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 16 en escenario de demanda mínima.

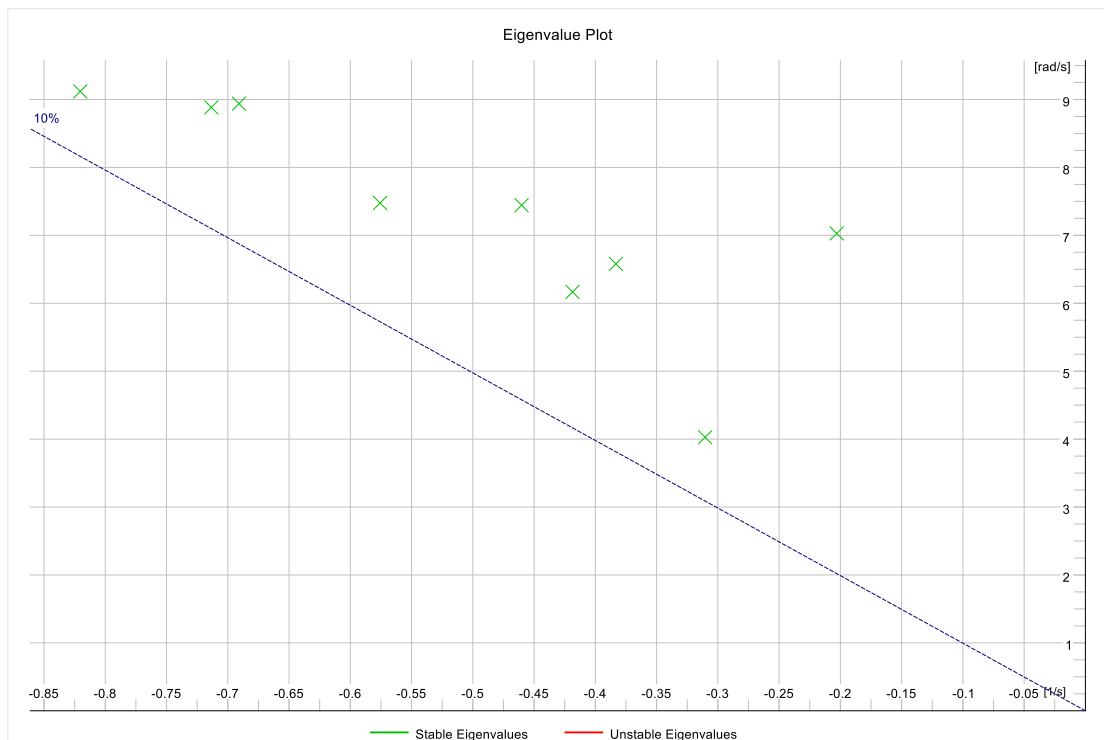


Figura III.3. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 17 en escenario de demanda máxima.

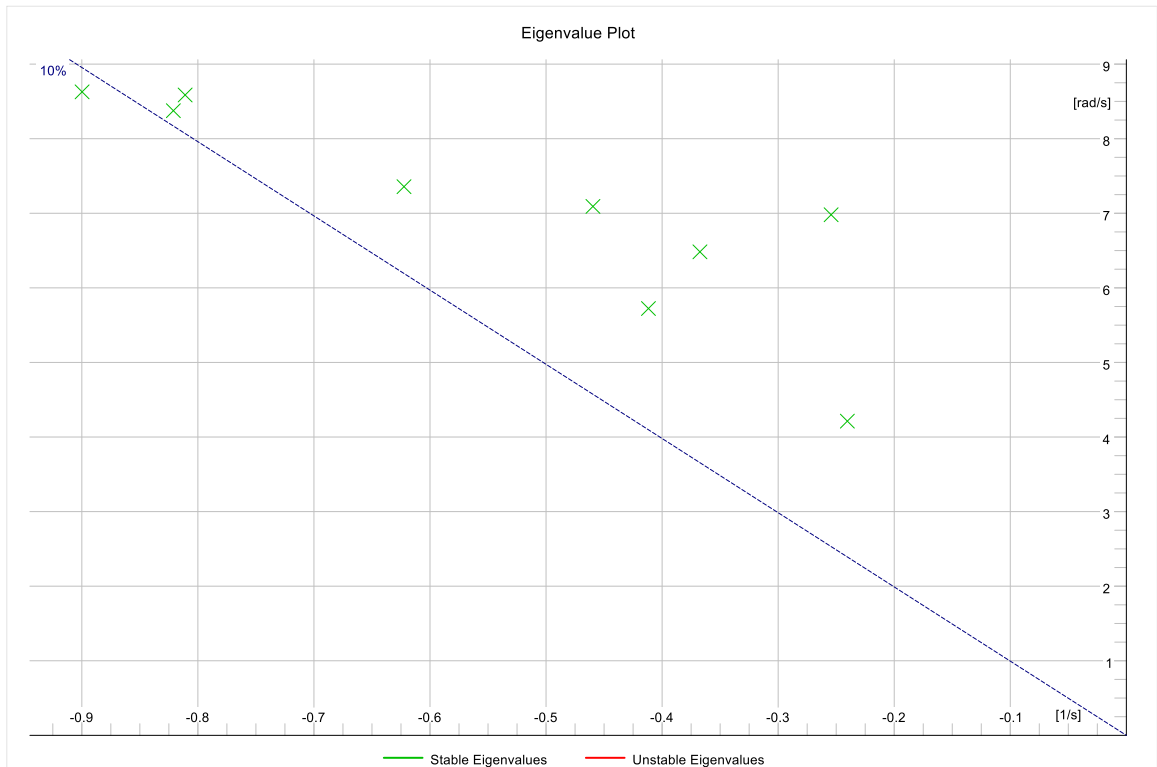


Figura III.4. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 17 en escenario de demanda media.

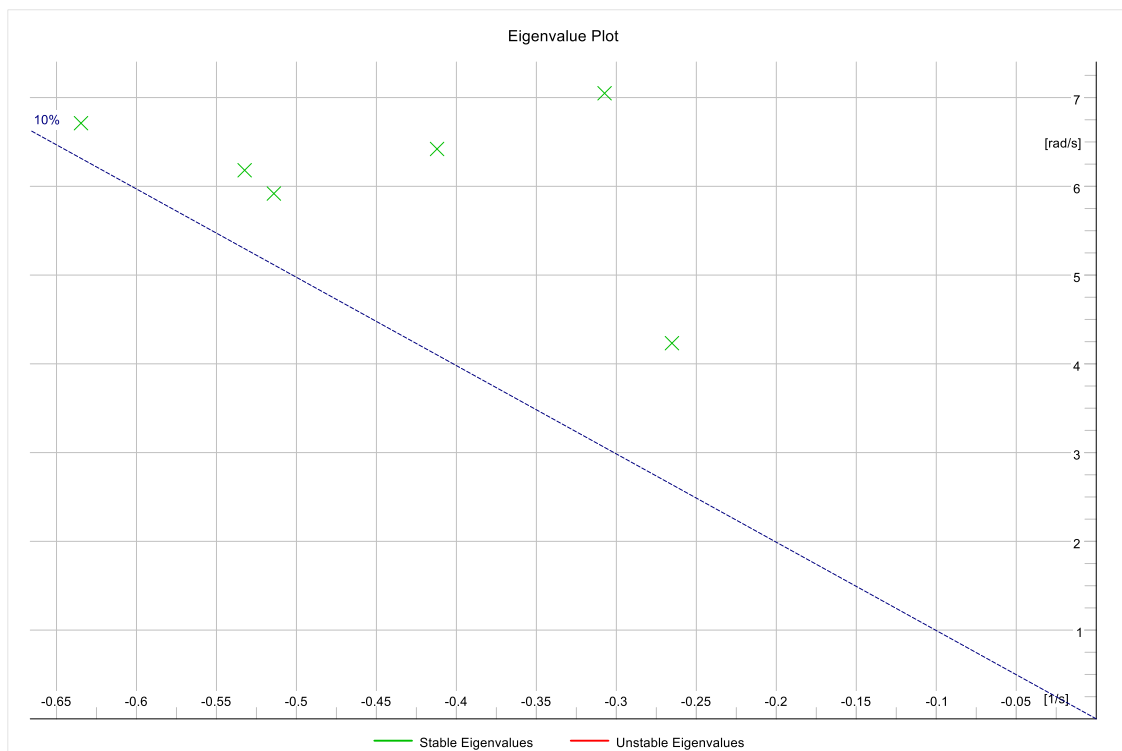


Figura III.5. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 17 en escenario de demanda mínima.

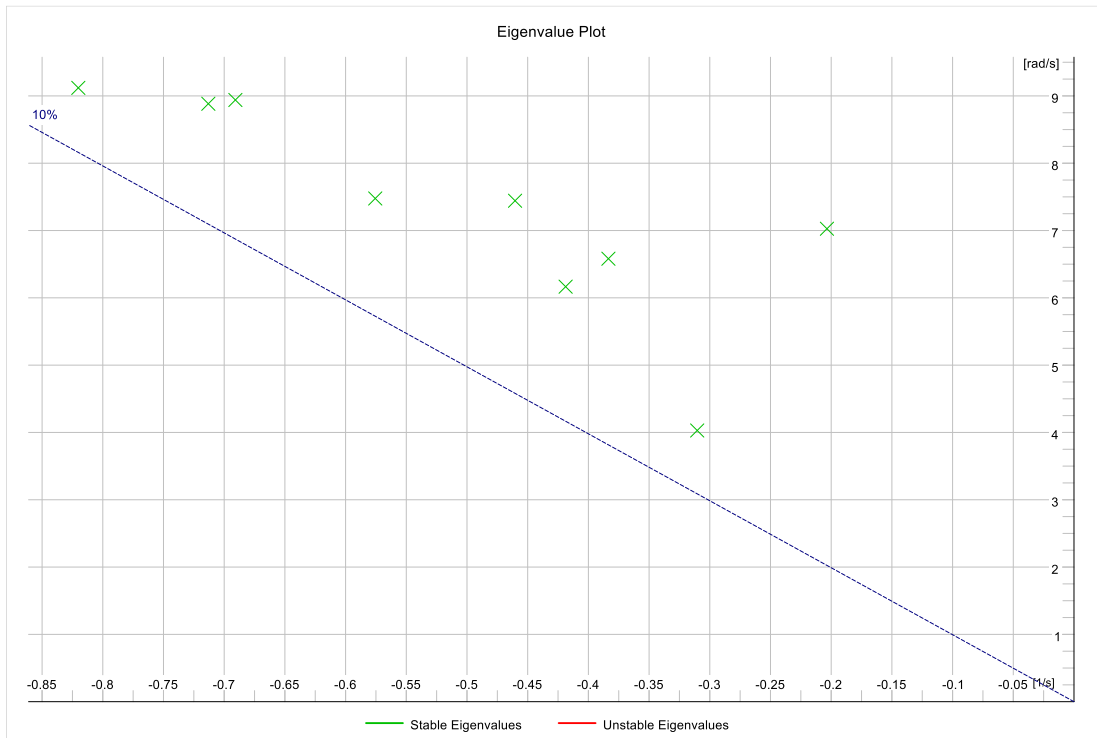


Figura III.6. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 18 en escenario de demanda máxima.

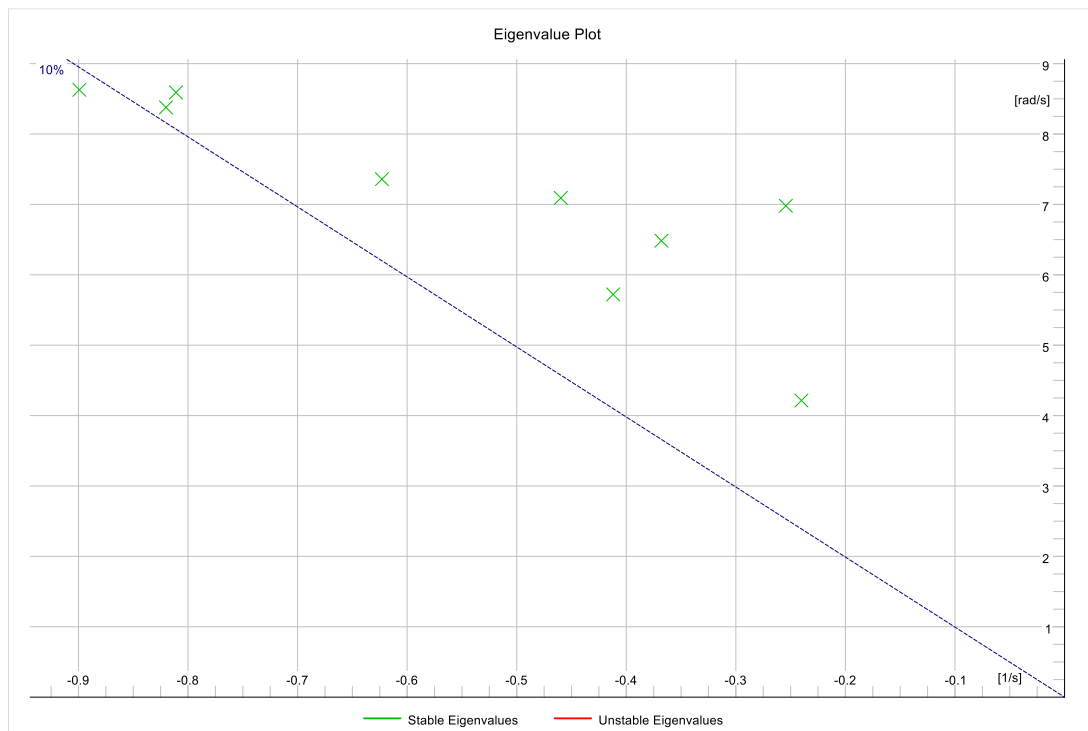


Figura III.7. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 18 en escenario de demanda media.

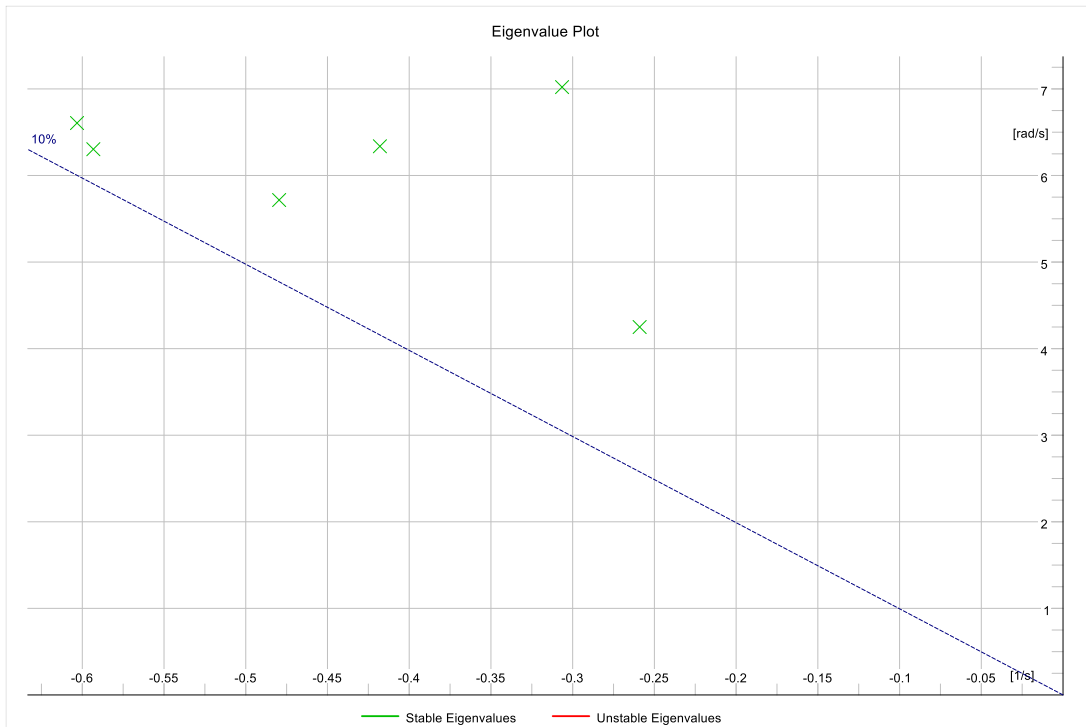


Figura III.8. Modos oscilatorios críticos presentes al conectar parque eólico en barra 18 en escenario de demanda mínima.