



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Clasificación de Riesgos de Colapso de Tensión Basados en el Estudio de Comportamientos de Cargas

Lina Fernanda Acevedo Albuja

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2017

Clasificación de Riesgos de Colapso de Tensión Basados en el Estudio de Comportamientos de Cargas

Lina Fernanda Acevedo Albuja

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

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Ph.D. John Edwin Candelo

Codirector (a):

MSc. Diana Carolina Hernández González

Línea de Investigación:

Estabilidad de tensión

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas, GITA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2017

A mis padres

Agradecimientos

Quisiera expresar mis agradecimientos a todas aquellas personas que estuvieron presentes durante estos dos años del desarrollo de mi tesis.

A mis padres por su comprensión y apoyo

Al Dr John Edwin Candelo Becerra, director de esta tesis, por su guía, orientación y dedicación en todo momento,

A mi codirectora, Diana Carolina Hernández por todos los momentos de asesoría, guía y apoyo brindado.

A mis compañeros, colegas y profesores de la Universidad Nacional de Colombia por toda la colaboración que me dieron.

Resumen

La inestabilidad de tensión es uno de los principales causantes de los colapsos que han ocurrido en el mundo. Las consecuencias relacionadas a estos apagones generan un gran impacto económico y social en un país. Esto se debido, al incremento de la demanda de energía eléctrica, incursión de tecnologías, generación alejada de los puntos de consumo, topología del sistema, falla en los esquemas de control. Además, estos sistemas son no lineales y complejos ya que la demanda y la generación está compuesta por diversos tipos de elementos que generan comportamientos no lineales y debido a esto no es posible predecir con exactitud su variación. Es importante tener conocimiento del riesgo de colapso de tensión de acuerdo con las variaciones de potencia activa y reactiva, ya que, permite a los operadores tomar acciones oportunas y conocer cuales variaciones en la carga generan más riesgo que otras para evitar llegar al apagón.

Este trabajo tiene como objetivo identificar los riesgos de colapsos de tensión de acuerdo con la variación de la potencia activa y reactiva en los nodos. Se consideraron distintos tipos de carga y generación para conocer cómo afecta el comportamiento de la carga en un sistema de 4 barras. Luego se implementaron los casos de estudio de IEEE 9 y 14 barras para identificar las condiciones iniciales, nodos sensibles y las variaciones de potencia activa y reactiva críticas del sistema. Finalmente teniendo en cuenta esas condiciones se realizó la clasificación del riesgo usando identificación de patrones con las redes neuronales y un análisis de datos. Con este trabajo se identificó que tipo de generadores generan más vulnerabilidades en el sistema ante cambios de carga. Con las lecturas de las PMU e identificando el patrón de comportamiento de estas frente a múltiples escenarios, es posible establecer índices, como la separación de las trayectorias, para generar criterios de riesgo del sistema

Palabras clave: Estabilidad de tensión, PMU, sistemas de potencia, Riesgo, Análisis de sensibilidad, Análisis modal

Abstract

Voltage instability is one of the main causes of the collapses that have occurred in the world. The consequences associated with these blackouts in a country are a great economic and social impact. This is due to the increase in the demand for electrical energy, the incursion of technologies, generation away from points of consumption, topology of the system and failure in the control schemes. In addition, these systems are nonlinear and complex because of the demand and generation are composed of different types of elements that generate a dynamic behavior and the combination of these causes many uncertainties in the variation to be studied. It is important to be aware of the risk of voltage collapse according to the variations of active and reactive power, since it allows the operators to take timely actions and know what load variations are riskier than others to prevent them from reaching the blackouts.

The purpose of this work is to identify the risks of voltage collapses according to the variation of the active and reactive power in the nodes. Different types of load and generation were considered to know how the load behavior affects a simple system of 4 buses. Then the study cases chosen were the IEEE 9 and 14 bus test system. These systems were employed to identify the initial conditions, sensitive nodes and the variations of critical active and reactive power of the system. Finally, with diverse simulations, the risk classification was made using neural networks and a data analysis. This research identified what type of generators generate more vulnerabilities in the system to load changes. With the lectures of the phasor measurement unit and identifying the behavior pattern of these in front of multiple scenarios, it is possible to establish indexes, such as the separation of trajectories, to generate system risk criteria.

Keywords: voltage stability, PMU, power system, risk assessment, modal analysis and sensitivity

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Abstract	X
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
1. Introducción	15
1.1 Estado del Arte.....	16
1.2 Delimitación del problema y Justificación.....	20
1.3 Objetivos.....	21
1.3.1 Objetivo General	21
1.3.2 Objetivos Específicos	21
1.4 Organización del documento.....	22
2. Marco teórico	23
2.1 Estabilidad y colapsos de tensión.....	23
2.1.1 Técnicas para evaluar la estabilidad de tensión	25
2.1.2 PMU	27
2.2 Modelos	29
2.2.1 Modelos de Generadores	29
2.2.2 Modelos de Cargas	32
2.3 Red Neuronal.....	37
2.4 Análisis de Riesgo.....	38
3. Metodología	39
3.1 Estudio del comportamiento de las cargas	40
3.1.1 Curvas PV.....	41
3.2 Condiciones de colapso.....	43
3.2.1 Análisis de sensibilidad.....	43
3.2.2 Análisis modal.....	45
3.2.3 Índices.....	48
3.2.4 PMU	48
3.3 Diagrama de Caja.....	50
3.4 Clasificación del riesgo de colapsos de tensión	51
3.4.1 Regiones de riesgo.....	51
3.4.2 Red neuronal	52

4. Simulaciones y resultados	53
4.1 Comportamiento de cargas	53
4.1.1 Análisis de estado estacionario	55
4.1.2 Simulaciones en el dominio del tiempo.....	56
4.2 Caso de prueba IEEE 9 barras.....	61
4.2.1 Análisis de sensibilidad	62
4.2.2 Análisis Modal.....	63
4.2.3 Curva PV en condiciones base.....	64
4.2.4 Análisis de datos.....	65
4.2.5 Red neuronal.....	71
4.2.6 Simulación en el dominio del tiempo.....	75
4.3 Caso de prueba IEEE 14.....	79
4.3.1 Análisis de sensibilidad	80
4.3.2 Análisis Modal.....	81
4.3.3 Curva PV en condiciones base.....	82
4.3.4 Análisis de datos.....	83
4.3.5 Red neuronal.....	88
4.3.6 Simulación en el tiempo	90
5. Conclusiones, trabajos futuros y publicaciones	93
5.1 Conclusiones.....	93
5.2 Trabajos futuros.....	94
5.3 Publicaciones.....	95
A. Anexo: Tabla de resultados	96
Bibliografía	101

Lista de figuras

Figura 2-1 Métodos de estudio estabilidad de tensión.....	25
Figura 2-2 Resumen PMU.....	28
Figura 2-3 Modelos de Cargas.....	32
Figura 3-1 Diagrama de la metodología del trabajo de investigación.....	39
Figura 3-2 Metodología del comportamiento de cargas.....	41
Figura 3-3 Curva PV.....	42
Figura 3-4 Métodos de ubicación de una PMU.....	49
Figura 3-5 Grafico Boxplot.....	51
Figura 4-1. Modelo del caso de estudio de 4 barras.....	54
Figura 4-2 Curva PV para diferentes cargas como (a) ZIP y (b) modelos ER e IM.....	56
Figura 4-3 Magnitudes de tensión calculadas en las simulaciones del dominio de tiempo considerando modelo de carga (a) ZIP y (b) IM.....	57
Figura 4-4 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el modelo ZIP y ER ...	58
Figura 4-5 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el modelo.....	59
Figura 4-6 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el modelo FD.....	60
Figura 4-7 Caso de prueba IEEE 9 barras.....	62
Figura 4-8 Sensibilidad PV y QV del IEEE 9.....	62
Figura 4-9 Factores de participación modo crítico 1, IEEE 9.....	64
Figura 4-10 Curva PV y QV IEEE 9 barras.....	64
Figura 4-11 Comportamiento del sistema en el punto de colapso, datos PV.....	67
Figura 4-12 Comportamiento del sistema en el punto de colapso, datos Q-V.....	68
Figura 4-13 Boxplot contingencias IEEE 9.....	70
Figura 4-14 Graficas Deltas y promedio de separación.....	72
Figura 4-15 Fases de la Red neuronal 1.....	74
Figura 4-16 Red Neuronal 2.....	75
Figura 4-17. Simulación dinámica con la red neuronal.....	77
Figura 4-18 Fallas en las PMU.....	78
Figura 4-19 Caso de prueba IEEE 14 barras.....	80
Figura 4-20 Sensibilidad QV del IEEE 14.....	80
Figura 4-21 Factores de participación modo crítico 7, IEEE 14.....	82
Figura 4-22 Curvas PV y QV IEEE 14.....	82
Figura 4-23 Comportamiento de P y V en el punto de colapso, IEEE 14.....	85
Figura 4-24 Comportamiento de Q y V, IEEE 14.....	86
Figura 4-25 Boxplot IEEE 14.....	88
Figura 4-26 Pruebas deltas de tensión IEEE 14.....	89
Figura 4-27 Red Neuronal IEEE 14.....	90
Figura 4-28 Prueba IEEE 14.....	92

Lista de tablas

Tabla 2-1 Condiciones de observabilidad de las PMU	29
Tabla 3-1 Comparación de métodos ubicación de las PMU	49
Tabla 3-2 Ubicación optima de PMU por caso de estudio.....	50
Tabla 4-1 Margen de carga considerando tipo de carga.....	55
Tabla 4-2 Resumen de los resultados obtenidos.....	60
Tabla 4-3. Valores propios IEEE 9	63
Tabla 4-4 Factores de participación IEEE 9.....	63
Tabla 4-5. Datos curva PV y QV	65
Tabla 4-6. Pruebas realizadas.....	66
Tabla 4-7 Pruebas realizadas para calcular la separación de las curvas	71
Tabla 4-8 Resultados encontrados.....	73
Tabla 4-9 Valores Nominales cargas.....	76
Tabla 4-10 Valores propios IEEE 14	81
Tabla 4-11 Factores de participación IEEE 14.....	81
Tabla 4-12 Datos curva PV y QV	83
Tabla 4-13 Pruebas realizadas IEEE 14.....	83

1. Introducción.

Un sistema de potencia se encuentra expuesto a perturbaciones que afectan la seguridad de la operación. Esto se debe a que la mayor parte de la generación es centralizada y alejada de los centros de carga, la incursión de nuevas tecnologías como las energías renovables y los dispositivos de electrónica de potencia y, el aumento de la demanda de energía eléctrica. Lo anterior, genera que la complejidad de los sistemas continúe en aumento, así como la congestión en las redes eléctricas. Por lo tanto, diferentes tipos de perturbaciones pueden ocasionar que la operación del sistema se acerque al límite de estabilidad, ocasionando un mayor riesgo de presentar un colapso de tensión. Por consiguiente, son necesarios los estudios sobre la estabilidad del sistema y conocer ante diferentes cambios en la carga o contingencias, cuáles serían los valores de tensión en operación normal y máximos a los que puede someterse sin perder confiabilidad y seguridad.

Entre los factores relacionados a la respuesta dinámica de un sistema se asocian los eventos como perturbaciones y la demanda de energía. Cada uno de estos eventos se les asocia diferentes fenómenos que ocurren en diferentes escalas de tiempo. Actualmente, existen investigaciones enfocadas a conocer el efecto del modelamiento de cargas, a identificar patrones mediante el uso de sincrofasores, evaluar el efecto de las protecciones como desencadenantes de eventos cascadas, y analizar contingencias severas. Entre la limitación de estos estudios se encuentra la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, falta de técnicas confiables en la interpretación del comportamiento de la carga y poco uso de técnicas probabilísticas.

Muchos de los apagones de los sistemas de potencia (Blackouts) ocurridos en el mundo han sido asociados a problemas de estabilidad de tensión. Esto genera un alto impacto en las actividades de un país y pérdidas económicas gran magnitud como es el caso del ocurrido en el año 2003 en Estados Unidos, cuyo impacto económico estuvo entre 7 y 10

billones de dólares (ICF Consulting, 2003). Estos eventos presentados en todo el mundo han dado origen a muchas investigaciones para lograr entender, predecir y corregir esta inestabilidad con precisión, y así lograr realizar acciones de prevención, encontrar márgenes y límites de tensión para la operación segura del sistema de potencia.

Al estudiar la estabilidad de tensión son muchos los escenarios que se deben analizar con el fin de conocer cuál sería la respuesta del sistema, los rangos de operación adecuados que se tienen y las posibles acciones correctivas en caso de que un evento ocurra. Muchas de las investigaciones han sido enfocadas en conocer el comportamiento de la carga, analizar los colapsos de tensión y en encontrar el riesgo que afecta la seguridad del sistema, como se muestra en la siguiente sección.

1.1 Estado del Arte

Muchos autores han trabajado en el comportamiento de la carga enfocados en la integración con fuentes de generación. En (Zeng, Li, Zhou, & Zhang, 2009) se realizaron curvas PV para estudiar la integración de la generación eólica con dispositivos de compensación como SVC (Static Var Compensator) con el fin de determinar la capacidad de carga máxima del sistema. En (Choi & Kim, 2017), los autores realizaron un flujo de potencia óptimo restringido para un análisis probabilístico de la estabilidad de tensión. En (Amarasekara, Meegahapola, Agalgaonkar, & Perera, 2017), los autores estudiaron el impacto de la generación de energía eólica de velocidad variable en la estabilidad de tensión a largo plazo al operar generadores síncronos con capacidades dinámicas de potencia reactiva. En (Saxena & Kumar, 2015), la compensación de potencia reactiva estática y dinámica se utiliza para estudiar la integración con generadores, considerando un 10% de perturbación escalonada en el modelo de carga dinámica. En (Sebastián, Mauricio, & Alexander, 2014) se realizó un flujo de potencia óptimo estocástico (SOPF) considerando las variaciones de la carga, generación eólica y el método de estimación de punto.

En (Londero, Affonso, & Vieira, 2015), se estudia la integración de turbinas eólicas de velocidad variable para un estudio de estabilidad a largo plazo; En este caso, se consideraron las curvas de capacidad, el modelo dinámico de los limitadores de excitación,

los cambiadores de tomas de carga y las cargas estáticas y dinámicas. En (Li, 2016), un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) bajo el modo de seguimiento del punto de máxima potencia se usa para encontrar el efecto de control del deslastre de carga, mediante sensibilidades de índices de líneas en los buses de carga. En (S. Abdelaziz, B.i Khadija, 2014) realizan un estudio del margen de operación enfocado al estudio de bifurcaciones usando diferentes tipos de carga como el modelo de impedancia, corriente y potencia constante (ZIP), la de recuperación exponencial y motores de inducción. En (Chendur Kumaran, Venkatesh, & Swarup, 2011) se analizó un caso de estudio de la bifurcación tipo silla-nodo con carga dinámica estocástica, con el fin de analizar el efecto en la estabilidad de tensión ante variaciones al azar en la carga y cambios en la topología. Se estudiaron las variaciones en el índice, la intensidad y correlación de la carga estocástica en un sistema de una maquina conectada a un bus infinito

En (Aman, Frincu, Chelmiss, & Noor, 2015) se compara la respuesta de la demanda estática y dinámica, se realiza una predicción a corto tiempo (15 min) del consumo de energía a través de datos de consumos residenciales e implementaron modelos de promedios que se basan en combinaciones lineales de valor de consumo de datos históricos. En (Ghanavati, Hines, & Lakoba, 2016) realizaron un método semi-analítico para encontrar los valores de la autocorrelación y varianza de todas las tensiones y corrientes en un sistema influenciado por perturbaciones estocásticas. En esta investigación demuestran a través de diferentes señales cuando el sistema se acerca a la bifurcación, como es el caso de la varianza de las corrientes de línea, en la magnitud de tensión cerca de los centros de carga y la auto correlación de la corriente de línea cerca de los generadores.

Otras técnicas usan dispositivos de medición fasorial (PMU) para analizar la estabilidad. En (Adewole & Tzoneva, 2016) utilizan PMU para analizar en tiempo real el efecto de la composición y características de la carga, usan índices para determinar los límites de transferencia. En (Biswas, Vellaithurai, & Srivastava, 2013) usan las medidas obtenidas de las PMU para estimar los parámetros e identificar las cargas, proponiendo un nuevo algoritmo basado en mediciones para identificar la estabilidad.

Técnicas enfocadas al análisis de riesgo para determinar la seguridad del sistema ante contingencias, estas técnicas son implementadas para conocer la proximidad que se tendría en el futuro de ocurrir estos casos de acuerdo con su severidad. En (Aminudin,

Ramli, Marsadek, Ramli, & Rahman, 2016) realizan un evaluación del riesgo enfocado al análisis de seguridad del sistema teniendo en cuenta el riesgo de colapso de tensión por salidas de línea de transmisión por rayos. En (Hazra & Sinha, 2010) realizan un ranking de contingencias incorporando la probabilidad y severidad de cada contingencia, usan flujos de carga desacoplados considerando la dependencia de la tensión y frecuencia en las cargas. En (Preece & Milanovic, 2015) realizan un análisis de seguridad basado en el riesgo probabilístico, establece funciones de densidad de probabilidad para los modos críticos de oscilación electromecánica, modelando variaciones estocásticas en los niveles de carga y en las fuentes de generación intermitente.

En (S. Abdelaziz, B.i Khadija, 2014) realizan un estudio del margen de operación enfocado al estudio de bifurcaciones usando diferentes tipos de carga como la ZIP, la de recuperación exponencial y motores de inducción. Con el objetivo de conocer el efecto que tienen estas cargas en un análisis de estabilidad de tensión mediante curvas PV y simulaciones en el dominio del tiempo. En (Haesen, Bastiaensen, Driesen, & Belmans, 2009) utilizaron una formulación probabilística de los márgenes de cargabilidad, teniendo en cuenta la generación estocástica. El objetivo de esta investigación fue conocer el impacto de fuentes de energía eólica y generación distribuida al evaluar los márgenes de carga a un riesgo específico de inestabilidad. Se obtuvieron márgenes de carga a diferentes niveles de proximidad al colapso de tensión, teniendo en cuenta acciones correctivas y sin acciones. En (Da Silva, Garcia-Valle, & Nielsen, 2009) presentan un método para monitorear el riesgo de estabilidad de tensión realizando una correlación de datos y usando PMU, a través de simulaciones fuera de línea y teniendo en cuenta contingencias.

En resumen, se observa que en la mayoría de los estudios es usual asumir un crecimiento definido en la carga y generación, son del tipo estático con variables determinísticas. Los métodos determinísticos no reflejan de forma confiable el comportamiento dinámico de un sistema cuando se realizan variaciones aleatorias en los parámetros del sistema o perturbaciones, por lo tanto, se busca tener mejores estrategias para controlar los sistemas de potencia, mantener una operación segura y evitar un colapso de tensión.

Algunos de los factores principales que influyen en el comportamiento dinámico del sistema son la demanda y la generación, y es importante considerarlo en los estudios eléctricos

con el fin de tener una operación segura y confiable. El comportamiento de la carga dependerá del tipo (residencial o industrial) y día estudiado (hábiles, fines de semana y festivos) Por otro lado, el comportamiento de los generadores dependerá del tipo de tecnología. Estos y otros elementos interactúan en el sistema de potencia haciéndolo dinámico. A su vez el sistema eléctrico de potencia puede verse sometido en cualquier momento a disturbios que pueden ser disparos, conexiones y/o desconexiones de líneas, transformadores, generadores y dispositivos electrónicos (SVC, STATCOM, entre otros) lo que conlleva a cambios en la topología de la red. Todas las interacciones y disturbios inesperados generan incertidumbre con respecto al comportamiento esperado del sistema de potencia.

Al realizar los estudios de estabilidad es importante tener bien definidos los modelos dinámicos de los elementos del sistema de potencia y a su vez tener en cuenta las incertidumbres ocasionadas debido a la predicción de la demanda y la generación distribuida. Estas incertidumbres se deben a que actualmente no es posible predecir con exactitud el valor de potencia de la carga y de la generación que tendrán a futuro, ya que a su vez los valores dependerán de las condiciones energéticas en un momento dado. Algunos estudios más complejos incluyen en sus análisis factores climáticos, culturales y las diferentes regiones que posee un país. Por lo anterior en estos estudios se deben tener en cuenta diferentes escenarios de operación, variaciones dinámicas de la carga y disturbios que se podrían presentar con el fin de realizar recomendaciones que garanticen la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia.

Por otro lado, la mayoría de las investigaciones sobre el análisis de riesgo se enfocan en la evaluación de la seguridad del sistema ante diferentes tipos de severidad como salida de líneas y generación, pero no consideran el riesgo que presentan las cargas una vez se encuentran al límite de potencia, las variaciones más críticas de potencias activas o reactivas, o la probabilidad de una carga presentar más riesgo de llevar al sistema al colapso que otras.

1.2 Delimitación del problema y Justificación.

En las investigaciones revisadas anteriormente se observa que existe una necesidad de continuar estudiando el comportamiento dinámico de la carga enfocado en el riesgo que ocasionan las variaciones aleatorias de cargas en los distintos nodos. Adicionalmente, se identificó que faltan:

- Investigaciones que utilicen datos obtenidos a partir de PMU, para reconocer patrones de cambios en las cargas.
- Modelos y parámetros que representen mejor los efectos de diferentes tipos de carga y su efecto en las áreas críticas del sistema.
- Análisis de contingencias severas y otros tipos de escenarios de fallas.
- Análisis del comportamiento de diferentes tipos cargas con diferentes fuentes de generación.
- Análisis de riesgo enfocado en las variaciones de potencia activa y reactiva en los diferentes nodos.

De acuerdo con el planteamiento anterior, conocer el riesgo de sufrir un colapso de tensión basado en la identificación del comportamiento de las variaciones de potencia activa y reactiva en nodos del sistema, aportaría información valiosa a los operadores de la red en la toma de decisiones. Actualmente existe incertidumbre en la forma en que estas cargas varían, por lo tanto, el posible efecto que pueden tener ante diferentes escenarios y el posible riesgo del sistema ante diferentes combinaciones de carga incrementa la vulnerabilidad de la red. Por consiguiente, se formula la siguiente pregunta de investigación:

¿Se puede clasificar los riesgos de colapso de tensión mediante las variaciones de la potencia activa y reactiva en los nodos de cargas del sistema de potencia?

Teniendo en cuenta la pregunta de investigación formulada, surgen los siguientes interrogantes:

1. ¿Cuáles son los modelos de carga aplicados al análisis de estabilidad de tensión?
2. ¿Cuáles escenarios de operación del sistema de potencia tienen más incidencia en el colapso de tensión?
3. ¿Cómo se pueden determinar las variaciones de la potencia activa y reactiva de las cargas del sistema, que permitan un análisis detallado de la estabilidad de tensión?
4. ¿Qué técnica es la más adecuada para identificar los riesgos de operación ante diferentes escenarios de cambios de carga?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Clasificar los riesgos de colapso de tensión basado en las variaciones de la potencia activa y reactiva en los nodos de cargas del sistema de potencia

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Reconocer los principales modelos de carga que brinden mejor respuesta al estudio enfocado al análisis de estabilidad de tensión, con el fin de encontrar regiones de operación.
2. Identificar las condiciones máximas de operación del sistema en diferentes escenarios que podrían llevar al colapso de tensión.
3. Determinar las variaciones de la potencia activa y reactiva de la carga para un análisis de estabilidad de tensión.
4. Evaluar técnicas que permitan identificar riesgos de colapso de tensión ante las variaciones de potencia de las cargas.

1.4 Organización del documento

Con el fin de cumplir con la solución del problema delimitado y los objetivos propuestos, este documento se ha organizado de la siguiente manera:

- El segundo capítulo se explica el marco teórico sobre el estudio de la estabilidad del sistema, enfocada a la estabilidad de tensión y las técnicas usadas para analizar este fenómeno para identificar los colapsos de tensión, así como el uso de las PMU y las redes neuronales. Además, se presentan los modelos de carga y generadores más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión. Finalmente se presenta las técnicas usadas para el análisis de riesgo enfocado a las variaciones de potencia activa y reactiva.
- El tercer capítulo se presenta la metodología de investigación presentando las técnicas y métodos utilizado en este trabajo para identificar las condiciones iniciales, analizar los tipos de carga y encontrar el riesgo de colapsos de tensión.
- El cuarto capítulo presenta los resultados obtenidos en el desarrollo de cada objetivo de investigación. Como la integración de distintos tipos de generadores y cargas para identificar la vulnerabilidad del sistema. Análisis de las lecturas de las PMU para identificar criterios de riesgo, entre otros.
- El quinto capítulo presenta las conclusiones, recomendaciones y trabajo futuro, obtenidos con el desarrollo de la tesis de maestría para continuar con el desarrollo de métodos, técnicas y herramientas que permitan tener un mejor conocimiento del sistema de potencia y evitar que este tipo de colapsos continúe ocurriendo.

2. Marco teórico

En este capítulo se muestran los principales aspectos de la estabilidad de tensión, las diferentes técnicas y métodos para identificar los colapsos de tensión y los riesgos a presentarlos. Además, se presentan los diferentes modelos de carga y generación relevantes al desarrollo del trabajo.

2.1 Estabilidad y colapsos de tensión.

Un sistema de potencia está continuamente expuesto a fluctuaciones y perturbaciones que ocasionan que operen cerca de sus márgenes de estabilidad. Es decir, estas perturbaciones pueden ocasionar colapsos en el sistema y de esta forma perder confiabilidad, seguridad y estabilidad en el sistema de potencia, siendo estos los requerimientos que se deben cumplir para garantizar el suministro (p.ej. en Colombia ley 143 de 1994).

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se define como la capacidad que posee un sistema para mantener un estado de equilibrio después de ser sometido a perturbaciones físicas (P Kundur et al., 2004). Es decir, depende de las condiciones iniciales en las que se encuentre y de la naturaleza de la perturbación. La estabilidad se puede clasificar en tres grandes categorías: estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y estabilidad ángulo-rotor (P. Kundur, 1994).

La estabilidad ángulo rotor se refiere a las máquinas sincrónicas y su habilidad de mantener sincronismo después de ser sometidas a una perturbación. La estabilidad de frecuencia a la habilidad que tiene el sistema de mantener la frecuencia estable, resultado de cambios entre la generación y carga. La estabilidad de tensión, la cual será el enfoque de este proyecto y se refiere a la habilidad del sistema para mantener tensiones estables

en todas las barras del sistema después de ser sometido a una perturbación (ICF Consulting, 2003); es decir, la habilidad para mantener o regresar al equilibrio entre la carga demandada y la carga suministrada por el sistema.

En (P Kundur et al., 2004), se define al colapso de tensión como una serie de eventos que producen inestabilidad de tensión y que conlleva a un apagón o a niveles muy bajos de tensión en una parte del sistema. Este puede ser originado por diferentes perturbaciones como salida de líneas, generación, sobrecargas inesperadas.

Según publicaciones de la WECC, (Reactive Reserve Working Group (RRWG), 2006), uno de los enfoques principales al realizar estudios de estabilidad es conocer cuáles son las barras críticas. De acuerdo con esto, estas barras tienen las siguientes características cuando se encuentran expuestas a diversos escenarios como contingencias:

- Voltaje más alto en el punto de colapso de la curva VQ
- Menor margen de reactivos
- Mayor deficiencia de reactivos
- Porcentaje más alto de cambio en tensión.

Entre los apagones más críticos que han ocurrido se encuentran (Robledo, 2014):

- Indonesia (2005) debido a falla de una línea que duro 5 horas y afecto a más de 100 millones de personas.
- Brasil y Paraguay (2009) falla en una línea de transmisión por una tormenta con una duración de 30 minutos y en total fueron 19 estados brasileños y el 90% del territorio de Paraguay.
- Italia (2003) apagón debido a la caída de un árbol sobre una línea eléctrica, que duro 3 horas y afecto a 56 millones de personas.
- Estados Unidos (1965) colapso de tensión debido a una falla en los sistemas de protección, con una duración de 14 horas, afecto a 8 estados y más de 30 millones de personas.
- Colombia (2007) falla en uno de los interruptores de una subestación, ocasionó un efecto dómimo en todo el país, duración de 3 horas y afecto al 92% del país, 25 millones de personas se vieron afectadas.

2.1.1 Técnicas para evaluar la estabilidad de tensión

Algunos de los métodos que se han investigado para estudiar la estabilidad de tensión, se presentan en la Figura 2-1. Estos métodos de estudio se pueden dividir en dos grandes grupos: analíticos y de monitoreo. En los métodos analíticos el enfoque es conocer las causas y efectos de la estabilidad empleando técnicas matemáticas. Estos estudios se realizan en forma estática o dinámica. En cambio, los métodos de monitoreo son aquellos que emplean datos reales para definir el estado de operación, zonas críticas, límites y márgenes de estabilidad de tensión, se pueden utilizar para estudios en línea o fuera de línea (Candelo, Caicedo, & Castro, 2008). La ventaja que tiene este método de monitoreo es que utilizan datos reales del sistema, obtenidos mediante el uso de unidades de medición fasorial (PMU), y así se logra obtener una mayor precisión de lo que está ocurriendo en el sistema.

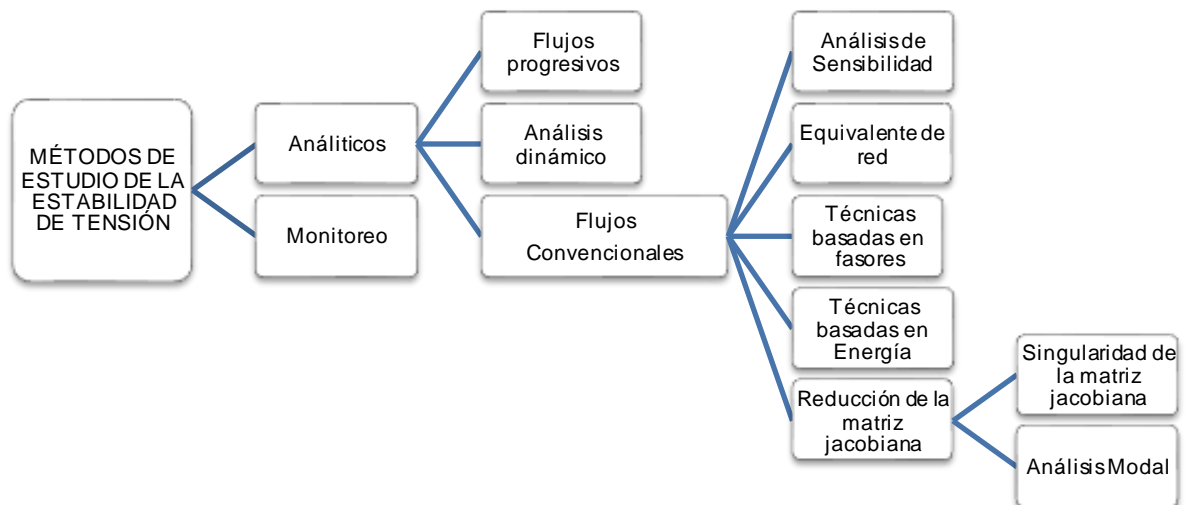


Figura 2-1 Métodos de estudio estabilidad de tensión.

Aunque el problema de la inestabilidad de tensión es dinámico, existen técnicas que permiten identificar áreas y nodos débiles, efectos de incremento de carga. Entre esas técnicas se encuentran el análisis de sensibilidad y modal, uso de flujos continuados para tener mayor precisión en la identificación del límite de cargabilidad con la curva PV.

Además, existen índices que evalúan la estabilidad de tensión y que son útiles para evaluar los estados de operación. En la literatura se pueden encontrar un gran número de índices

para evaluar la estabilidad de tensión del sistema de potencia; algunos de ellos se pueden encontrar en (Modarresi, Gholipour, & Khodabakhshian, 2016). Uno de estos es el índice de estabilidad de impedancia (ISL), el cual se basa en la comparación de la impedancia de carga de la subestación y la impedancia de Thévenin del sistema. Otro de estos, es el de estabilidad de tensión de la barra de carga (VSLBI) relaciona la caída de tensión en la impedancia de transmisión y la tensión en el nodo de carga. También se puede encontrar, por ejemplo, el índice del límite estabilidad de tensión (VSL) se basa en los márgenes de predicción de potencia activa, reactiva y aparente. Un ejemplo final, es el índice de estabilidad de transferencia de potencia (PSTI), el cual considera la carga como un elemento constante y consiste en el límite de la máxima transferencia de potencia y en predecir el colapso de tensión.

Las técnicas de análisis y los índices descritos anteriormente no tienen en cuenta la incertidumbre que tiene un sistema de potencia. En la planeación se realizan muchos estudios estáticos y dinámicos empleando diferentes escenarios como incrementos en la carga, generación, contingencias, entre otras, y así conocer la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, pero con poco énfasis en la incertidumbre de los parámetros.

En la literatura se distinguen 3 categorías para analizar la incertidumbre en un sistema de potencia: métodos analíticos, Monte Carlo, e intervalo aritmético. Los primeros métodos usan linealización alrededor de un punto de equilibrio. El segundo método "Monte Carlo" se basa en análisis probabilísticos con múltiples evaluaciones y, por ende, el tiempo de cómputo es alto. Finalmente, los métodos de intervalo aritmético manejan niveles de posibilidades de ocurrencia ante distintas entradas; en este caso el intervalo para evaluar la estabilidad de un sistema se adapta a los operadores aritméticos para intervalos en lugar de valores únicos (Haesen et al., 2009).

Entre los estudios que se realizan para evaluar la estabilidad, se encuentran los estudios fuera de línea, en línea y en tiempo real. Los métodos fuera de línea son basados en la estabilidad de estado estacionario y simulan contingencias, empleando métodos convencionales explicados anteriormente y empleando métodos no deterministas, como Montecarlo. Los métodos en línea usan equipos para obtener datos (PMU) pero la salida no se obtiene necesariamente al tiempo que ocurre el evento real. Y finalmente, los estudios en tiempo real son aquellos que permiten visualizar el estado real del sistema en

tiempos cortos (segundos). Todos estos métodos son útiles para estudiar el comportamiento del sistema y pueden ser aplicados para la evaluación de los diferentes instantes de tiempo de operación.

La región de estabilidad son las zonas de operación donde ante perturbaciones aleatorias en el tiempo, el sistema puede operar sin perder estabilidad (Verdejo, Kliemann, Vargas, & Becker, 2015). Si la trayectoria sale de la región de operación, la configuración del sistema cambiara debido a la acción de las protecciones, como salida de líneas, generación, carga entre otras. Este cambio puede ocasionar que el sistema se mueva a una región donde su comportamiento puede ser inseguro o volver a la estabilidad, encontrándose en una nueva región de operación. (Praprost & Loparo, 1996). Estas regiones de operación se encuentran incluidas en las regiones de estabilidad en un análisis de estabilidad.

2.1.2 PMU

Teniendo en cuenta que la complejidad y el tamaño de los sistemas aumenta cada vez más, resulta inviable y costoso analizar todos los nodos de la red, además de ser demasiada información la cual no es posible de analizar y monitorear. De estos inconvenientes surgen las PMU como dispositivos que permiten obtener fasores (magnitud y ángulo de tensión, corriente, entre otros), al ser ubicados en los nodos más relevantes del sistema y así permitir monitorear la respuesta del sistema ante diferentes condiciones de operación. Los componentes básicos de las PMUs son el sistema de adquisición de datos, filtros, conversor análogos a digital, un microprocesador encargado de realizar los cálculos y el receptor GPS, que le proporciona una señal de impulso por segundo (Lozano, Carlos . Castro, Ferley. Ramirez, 2012).

En la Figura 2-2, se observa el diagrama de flujo de los datos más relevantes sobre estas unidades de medición fasorial (PMU): Sus componentes, los errores más frecuentes asociados a procesos de estimación y estimación del fasor, las aplicaciones y la norma que las regula siendo esta la IEEE C37.118a de 2014.

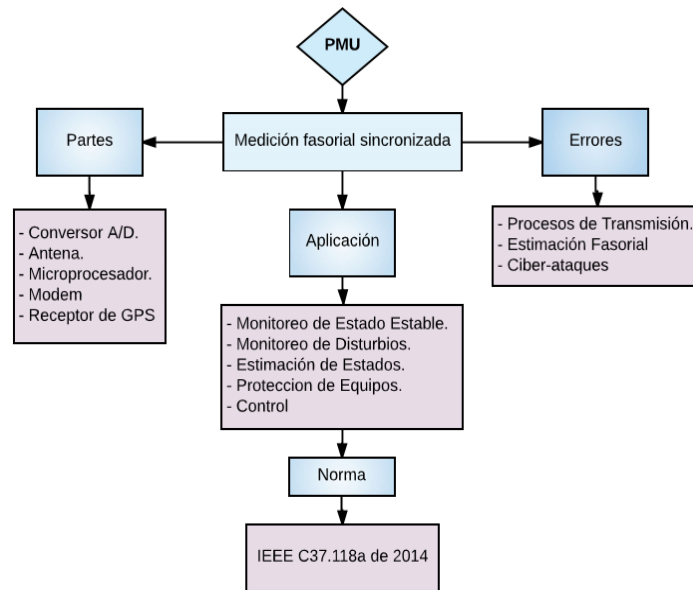


Figura 2-2 Resumen PMU

El objetivo de la ubicación óptima de las PMU es escoger el número mínimo de PMU, con las cuales se pueda tener una observabilidad completa del sistema y para esto deben estar ubicadas estratégicamente (Manousakis, Korres, & Georgilakis, 2011) . Para cumplir con lo anterior, la ecuación (1) representa el índice de medida de redundancia (Redundancy Measurement Index) y la ecuación (2) representa la evaluación de la observabilidad (Observability Evaluation Logical Function).

$$\min \left\{ \max R \left(n_p, S_{(n_p)} \right) \right\} \quad (1)$$

$$O_{bs} \left(n_p, S_{(n_p)} \right) = 1 \quad (2)$$

En donde n_p , es el número mínimo de PMU y $S_{(n_p)}$ representa la ubicación óptima.

Teniendo en cuenta los costos de las PMU y que los sistemas son cada vez más complejos, son muchos los aspectos para tener en cuenta al buscar la ubicación más óptima. Para la formulación del problema se deben tener en cuenta ciertas condiciones (Manousakis et al., 2011) que se deben cumplir al seleccionar la ubicación de la PMU y para lograr una observabilidad completa como se observan en la tabla 2-1.

Tabla 2-1 Condiciones de observabilidad de las PMU

1 Condición	Se debe conocer los fasores tanto de corriente como de tensión en la barra donde se instale la PMU
2 Condición	Si se conoce el fasor de tensión de un extremo y el de corriente de una barra, es posible calcular el fasor de tensión del otro extremo
3 Condición	Si se conocen los fasores de tensión de ambos extremos de una barra, el fasor de corriente se puede obtener directamente
4 Condición	Si no hay inyección en una barra sin PMU, pero en las demás barras se conoce los fasores de corriente, se puede calcular por Kirchhoff el fasor de esa barra
5 Condición	Si se desconoce el fasor de tensión en la barra sin 0-inyección, pero los demás fasores de tensión se conocen, se puede calcular por ecuación de nodos.
6 Condición	Si los fasores de tensión de un conjunto de barras con 0-inyección se desconocen, pero los fasores de los buses adyacentes se conocen, se puede calcular los fasores desconocidos a través de las ecuaciones de nodos

Fuente: (Manousakis et al., 2011)

2.2 Modelos

Debido a la necesidad de realizar simulaciones para conocer la operación del sistema bajo diferentes escenarios y así tomar decisiones. Son necesarios modelos que permitan conocer el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema de potencia y acercarlo a la realidad. Entre estos se encuentran los modelos de líneas, transformadores, generadores, cargas, dispositivos FACTS, entre otros. Los principales modelos para el desarrollo de este trabajo son los del generador y las cargas.

2.2.1 Modelos de Generadores

En la actualidad, la mayoría de los generadores eléctricos en los sistemas de potencia son máquinas sincrónicas, como en la generación térmica e hidráulica. Esto es debido a que el rotor usa la excitación DC e impone las características de la máquina sincrónica, lo que permite un mejor control de tensión y frecuencia en el estator. Estos generadores son los

responsables de mantener el nivel de tensión dentro de los rangos para la operación estable del sistema. En muchos casos al tener la velocidad del rotor $\dot{\theta}_r$ un valor aproximado al de la frecuencia angular nominal w_0 (rad/s), se toman con el mismo valor. La ecuación (3), define el ángulo del rotor δ (rad) como el ángulo en grados eléctricos que existe entre el eje de referencia sincrónica y el eje de cuadratura, para realizar análisis de estabilidad (Correa, 2006) siendo C una constante.

$$\delta = \theta_r + w_0 t - C \quad (3)$$

De acuerdo con lo anterior, la ecuación que define el movimiento del generador (swing equation) con coeficiente de amortiguamiento $D\dot{\delta}$, constante de inercia H (pu), y la potencia mecánica y eléctrica en valores por unidad se puede representar como se muestra a continuación:

$$\frac{2H}{w_0} \ddot{\delta} + \frac{D}{w_0} \dot{\delta} = P_m - P_e \quad (4)$$

El modelo reducido de la máquina sincrónica donde se representa en la caída de tensión y dos ecuaciones que representan la dinámica mecánica de la maquina se expresa en las ecuaciones en (5)-(7) (Correa, R. 2006).

$$\dot{\delta} = w \quad (5)$$

$$\dot{w} = -\frac{D}{2H} w + \frac{w_0}{2H} (P_{mec} - P_e) \quad (6)$$

$$\dot{E}_q = \frac{-E'_q + E_f - (X_d - X'_d)i_d}{T'_{d0}} \quad (7)$$

Donde, E_q representa la fuerza electromotriz (fem) proporcional al flujo de campo y X_d es la reactancia del eje directo.

En este trabajo se emplearon dos tipos de máquinas, el generador térmico y el modelo DFIG para turbinas eólicas:

- **Generador térmico**

Los generadores térmicos son máquinas sincrónicas caracterizadas por tener el rotor liso, y velocidades superiores a los de polo saliente. Por lo tanto, la masa y la inercia de estas máquinas son comúnmente mayores que en otras máquinas, lo que da como resultado un tiempo de arranque mecánico más prolongado y una respuesta más

estable frente a los cambios producidos en la red. Los generadores comúnmente se modelan con la representación d-q para facilitar el desacoplamiento de los efectos entre el estator y el rotor (Perez, Romero, & Perez, 2008).

El modelo utilizado para representar al generador térmico es una maquina sincrónica de cuarto orden. Este tipo de maquina puede ser formulada usando la tensión subtransitoria d-eje e_d'' en vez de e_d' . La ecuación diferencial es la mostrada en (8)

$$e_d'' = \frac{(-e_d'' + (x_q - x_q'')i_q)}{T_{q0}''} \quad (8)$$

Donde T_{q0}'' es la constante de tiempo subtransitoria de eje q en circuito abierto, x_q es la reactancia sincrónica de eje q, x_q'' es la reactancia subtransitoria del eje q, i_q representa la corriente de cuadratura, y e_d'' es la tensión subtransitoria de eje-d

- **Generador eólico**

Los generadores eólicos usan diferente tipo de turbinas como turbinas de velocidad constante y de velocidad variable (DFIG) y variantes entre los anteriores (CIGRE Working Group C4.601, 2007). El DFIG facilita el control de velocidad, se usa para amortiguar las oscilaciones del sistema causadas por la dinámica de las cargas en la red o las condiciones operativas cuyas bifurcaciones genera colapsos de tensión. Es necesario verificar la penetración del viento a través del análisis dinámico, considerando diferentes condiciones de carga y variaciones en sus parámetros (Milano, 2008). El control del ángulo de inclinación de DFIG se muestra en (9)

$$\dot{\theta}_p = \frac{(K_p \phi (w_m - w_{ref}) - \theta_p)}{T_p} \quad (9)$$

Donde T_p es la constante de control de tiempo, ϕ es el parámetro que cambia el ángulo de paso establecido cuando $w_m - w_{ref}$ excede el valor $\pm \Delta w$ y K_p es la ganancia de control.

2.2.2 Modelos de Cargas

La característica de la carga tiene mucha influencia en la estabilidad del sistema. Modelar las cargas es un tema complicado debido a que en los sistemas la carga está compuesta por distintos tipos de carga, como motores, compresores, luces, refrigeradores. Por lo tanto estimar como será su comportamiento es un tema continuo de estudio (Prabha Kundur et al., 2004). Usualmente los motores consumen el 60-70% de la energía del sistema. Para análisis de estado estacionario se pueden usar los modelos estáticos, pero para estudios de oscilaciones inter-áreas, estabilidad de tensión y estabilidad a largo plazo se requieren cargas dinámicas

Para el estudio de la estabilidad son muchos los modelos que se han utilizado dependiendo del objetivo final que se busque (Correa, 2013). Un modelo común relaciona la potencia activa (P) y reactiva (Q) consumida en función de la tensión (V) y el factor de demanda. (Cutsem & Vournas, 1998), como se muestra en (10) y (11).

$$P = (z, V) \quad (10)$$

$$Q = (z, V) \quad (11)$$

En la figura 2-3, se observan los tres grandes grupos para clasificar las cargas: Modelos estáticos, dinámicos y por Agregación de componentes (Correa, 2013).

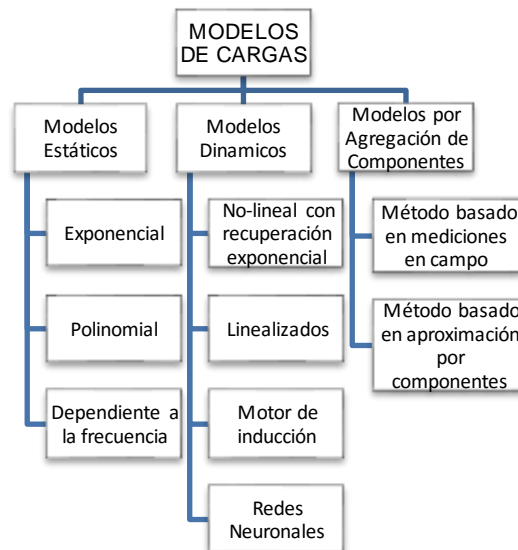


Figura 2-3 Modelos de Cargas

Los modelos estáticos se enfocan en conocer la dependencia en tensión y frecuencia de la potencia activa y reactiva, su precisión se determina por el conocimiento de los parámetros. En esta categoría se incluyen el modelo exponencial, polinomial y dependiente a la frecuencia. En estos modelos se debe tener en cuenta los niveles de tensión y los cambios en la topología de la red que afectan las características del comportamiento de las cargas (Adewole & Tzoneva, 2016; Zhu, Zheng, Li, Shen, & Luo, 2000).

- Modelos exponenciales.

En este modelo la dependencia de la potencia activa y reactiva ante variaciones de tensión y se puede representar por el modelo exponencial. Con las ecuaciones exponenciales (12) y (13)

$$P = P_0 \left[\left(\frac{V}{V_0} \right)^a \right] \quad (12)$$

$$Q = Q_0 \left[\left(\frac{V}{V_0} \right)^b \right] \quad (13)$$

Donde, P y Q son las potencias activas y reactivas, respectivamente, V la magnitud de la tensión y el subíndice 0 identifica la variable en su condición inicial de operación.

Teniendo en cuenta los valores que toman los exponentes a y b se pueden determinar 3 tipos de cargas. Si los exponentes toman el valor de 0, es un modelo de potencia constante. Si los exponentes toman el valor de 1, es un modelo de corriente constante. Si los exponentes toman el valor de 2, es un modelo de impedancia constante. También, existe un modelo que combina cada uno de esos modelos teniendo en cuenta unas constantes a y b de acuerdo con el tipo de modelo.

- Modelo polinomial

Este modelo se denomina ZIP debido a que combina el modelo de corriente, potencia e impedancia constante y muestra la relación entre las potencias y una ecuación polinomial. Las ecuaciones que lo representan son las (14) y (15).

$$P_{zip} = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (14)$$

$$Q_{zip} = Q_0 \left[b_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + b_3 \right] \quad (15)$$

Los **modelos dinámicos** se enfocan en conocer las características de las cargas y se pueden clasificar dependiendo de si existe o no conocimiento de los parámetros. Siendo los modelos de carga paramétricos los más empleados ya que se debe recurrir al conocimiento previo que se tienen del sistema como registro histórico del comportamiento de la carga. Pero teniendo en cuenta que la carga es de composición aleatoria y que existen diversos tipos de dinámicas, como las lentas y rápidas. Entre los modelos implementados se encuentran los modelos no lineales con recuperación exponencial, motores de inducción (principales consumidores de la energía), redes neuronales aplicadas a la representación del comportamiento dinámico de la carga. Los inconvenientes de este tipo de métodos es que necesita un entrenamiento previo y por definir la topología de la red.

- Motor de Inducción (IM).

Gran parte del consumo de la red lo tienen los motores de inducción, aproximadamente del 60 al 70% del consumo total son motores. Los usos comunes son los compresores, refrigeradores y acondicionadores de aire. Este motor no solo se refiere a cargas donde los motores son predominantes, sino que representa la carga cuya dinámica durante el arranque y parada requiere potencia reactiva suficiente para mantener la operación. La ecuación (16), representa el comportamiento dinámico de esta carga.

$$T_L = a + bw + cw^2 \quad (16)$$

Donde, T_L es el par mecánico en el eje [pu], w es la velocidad angular en el eje [pu] y los coeficientes del torque son a, b y c.

- Modelo de recuperación exponencial (ER)

Este modelo y su efecto crítico en la estabilidad de tensión fue estudiado en. (Perez-Londono, Rodriguez-Garcia, & Mora-Florez, 2014)(Karlsson & Hill, 1994) Este modelo representa las ecuaciones no lineales que dependen en la tensión, como se muestra en las ecuaciones (17) -(20)

$$T_p \dot{x}_p = P_s(V) - P_d \quad (17)$$

$$x_p = P_d - P_t(V) \quad (18)$$

$$P_s(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_s} \quad (19)$$

$$P_t(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t} \quad (20)$$

Aquí, el término V_0 y P_0 representa la tensión y la potencia iniciales antes de un cambio de tensión, x_p es la potencia activa de recuperación, P_d es la respuesta de la potencia, T_p es la constante de tiempo de recuperación de carga, α_t es la dependencia de tensión de carga activa transitoria, y α_s es la dependencia del voltaje de carga activa en estado estacionario.

- Modelo dependiente de la frecuencia (FD).

Este modelo usualmente es representado como el exponencial o polinomial pero multiplicado por un factor que contiene la dependencia con la frecuencia, es el modelo exponencial general no lineal usado en el modelo ZIP (Milano, 2010), representado en las ecuaciones (21)-(22).

$$P = P_0 \left[\left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha} \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (21)$$

$$Q = Q_0 \left[\left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta} \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (22)$$

Donde, Δw es la desviación de la frecuencia, k_{p-q} es el porcentaje de potencia activa y reactiva, los coeficientes α y β son los exponentes de potencia activa y reactiva, respectivamente y Δf la desviación de la frecuencia ($f - f_0$).

Los modelos por agrupación de componentes buscan tener un modelo global de la carga, partiendo que la P y Q de la carga es igual a la suma de cada P y Q consumida por cada uno de los elementos que la componen. Este método se puede clasificar en dos: los que emplean mediciones de campo y los de aproximación por componentes. Los primeros se basan en el comportamiento real de la carga, pero no se deben generalizar, ya que, ante una perturbación el comportamiento de la carga es diferente y para lograr detectar estos cambios se requiere de mediciones reales lo que dificulta la adquisición. Los modelos por aproximación de componentes buscan desarrollar un modelo para componentes típicos de

carga, es decir, modelar elementos que presenten el mismo comportamiento y condiciones de operación. Este método no requiere mediciones sino la caracterización de la carga ya que se basa en el conocimiento previo de la carga y al porcentaje de agregación. El inconveniente del método es que el porcentaje de componente de carga varía, ya que constantemente se conectan y desconectan dispositivos. Los modelos basados en agrupamiento se encargan de separar las señales de entrada y salida que presentan un mismo comportamiento, con el fin de disminuir el efecto de las no linealidades implementando mecanismo de aprendizaje no supervisado.

- Modelo híbrido

Existen modelos que parten de combinaciones entre modelos estáticos y dinámicos, en estos modelos la parte dinámica se representa como funciones de transferencia (Valencia, 2008). La mayoría de estos modelos híbridos surgen a partir de mediciones realizadas en campo, ecuaciones (23)-(24).

$$P(s) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \frac{1 + T_{p1}s}{1 + T_{p2}s} \quad (23)$$

$$Q(s) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \frac{1 + T_{q1}s}{1 + T_{q2}s} \quad (24)$$

La potencia activa y reactiva varía de acuerdo a la tensión en secuencia positiva y depende del tiempo, se observa en las ecuaciones (25) y (26). Demostrado en (Eminoglu, Asun, & Alcinoz, 2004; Ju, Handschin, & Karlsson, 1996):

$$T_{p2} \frac{dP}{dt} + P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} + P_0 T_{p1} \frac{d}{dt} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (25)$$

$$T_{q2} \frac{dQ}{dt} + Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} + Q_0 T_{q1} \frac{d}{dt} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (26)$$

Donde T_p, T_q constante de tiempo de recuperación de la potencia activa y reactiva y los exponentes np y nq son los exponentes en estado estacionario de la dependencia de la potencia con la tensión.

2.3 Red Neuronal

Novedosas técnicas como redes neuronales artificiales (ANN) están siendo investigadas y aplicadas. Estos nuevos métodos computacionales son capaces de imitar flujos de potencia, pero con mayor velocidad, los parámetros de estas redes pueden ser las variables de funcionamiento del sistema, que pueden ser obtenidas por las PMUs. Las redes neuronales imitan el comportamiento de las redes neuronales de los seres vivos, trabajan en conjunto y con el entrenamiento van aprendiendo ciertos patrones con el objetivo de lograr identificarlos y obtener la respuesta deseada, sin previo conocimiento. Entre las ventajas que ofrecen se encuentran: aprendizaje adaptativo, auto-organización, tolerancia a fallos, operación en tiempo real y fácil inserción (Matich, 2001). Debido a las características mencionadas las redes neuronales están siendo empleadas para predicciones de carga, evaluación de la seguridad, diagnóstico de falla, entre otros en los sistemas eléctricos de potencia (Rahman et al., 2016; Song, 1997; Subramani & Jimoh, 2016; Sujatha, Ponmagal, & Godhavari, 2016).

Las redes neuronales artificiales parten de la teoría de aprendizaje adaptativo y organizable del cerebro humano. En la red neuronal artificial cada neurona recibe una información de entrada x_1, x_2, \dots, x_p . Esta configuración se llama perceptron y consta de pesos ($w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{kp}$), un sumador, un procesador de umbral (bias) y una función de activación. Cada entrada será multiplicada por el peso sináptico, este tiene como propósito ajustar la importancia relativa de las conexiones de otras neuronas. Luego estas señales serán sumadas para producir u_k , ecuación (27). Todas las entradas se ponderan, se suman y luego pasan a la función de activación. Si el total de la suma de las entradas supera el umbral entonces la neurona se dispara. La salida de este sistema, por ejemplo, podrían ser estados que permiten tomar acciones de control.

$$u_k = \sum_{p=1}^n w_{kp} x_p \quad (27)$$

Donde k es una neurona particular and n es el número de entradas de una neurona. Luego la función de activación f transforma u_k en una señal de salida y_k , ecuación (28), el cual es transmitido por otras neuronas:

$$y_k = f(u_k - \theta_k) = f \left[\sum_{p=1}^n w_{kp} x_p - \theta_k \right] \quad (28)$$

θ_k es el umbral que tiene el efecto de bajar la salida de la red de la función de activación.

La red neuronal está formada por capas ocultas ponderadas que es supervisado por la red realimentada utilizando un algoritmo de propagación hacia atrás (Ugalde & Vanfretti, 2007). La primera capa utilizada en esta red es la capa de entrada y la capa más alta es la capa de salida. Cada información se procesa aquí a través de dos capas que son capas ocultas (la capa intermedia) y las capas de salida. Los datos de señal o información se manipulan, calculan y procesan en cada capa y luego se transfieren a la capa correspondiente de la red.

2.4 Análisis de Riesgo

El riesgo está relacionado con lo que puede ocurrir en el futuro del cual no tenemos seguridad. Por lo tanto, se deben identificar los eventos peligrosos, la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias asociadas a ese evento. El análisis de riesgo es el uso sistemático de la información para identificar el peligro y estimar el riesgo individual (Rausand, 2011), como se muestra en la ecuación (29).

$$Riesgo(VC) = \sum_{i=1}^M Pr(E_i) \times Sev(E_i) \quad (29)$$

La severidad se define como la forma de medir la consecuencia del escenario, como por ejemplo índices.

Entre las formas de estimar del riesgo se encuentran:

- Indicadores de riesgo: parámetro estimado con módulos de análisis de riesgo.
- Matriz de riesgo: Ilustración tabular de la frecuencia y la severidad de los escenarios. Se usa para clasificar los eventos de acuerdo con su significancia.

Teniendo en cuenta esto, se considera análisis de datos que considera la media, cuartiles y percentiles de los datos. Para mostrar esta información se utilizan los gráficos tipo diagrama de cajas, implementando los rangos para las regiones de operación.

3. Metodología

Para el desarrollo de este trabajo de investigaciones se tuvieron en cuenta desarrollo de actividades por objetivos, los cuales se encuentran especificados en la Figura 3-1

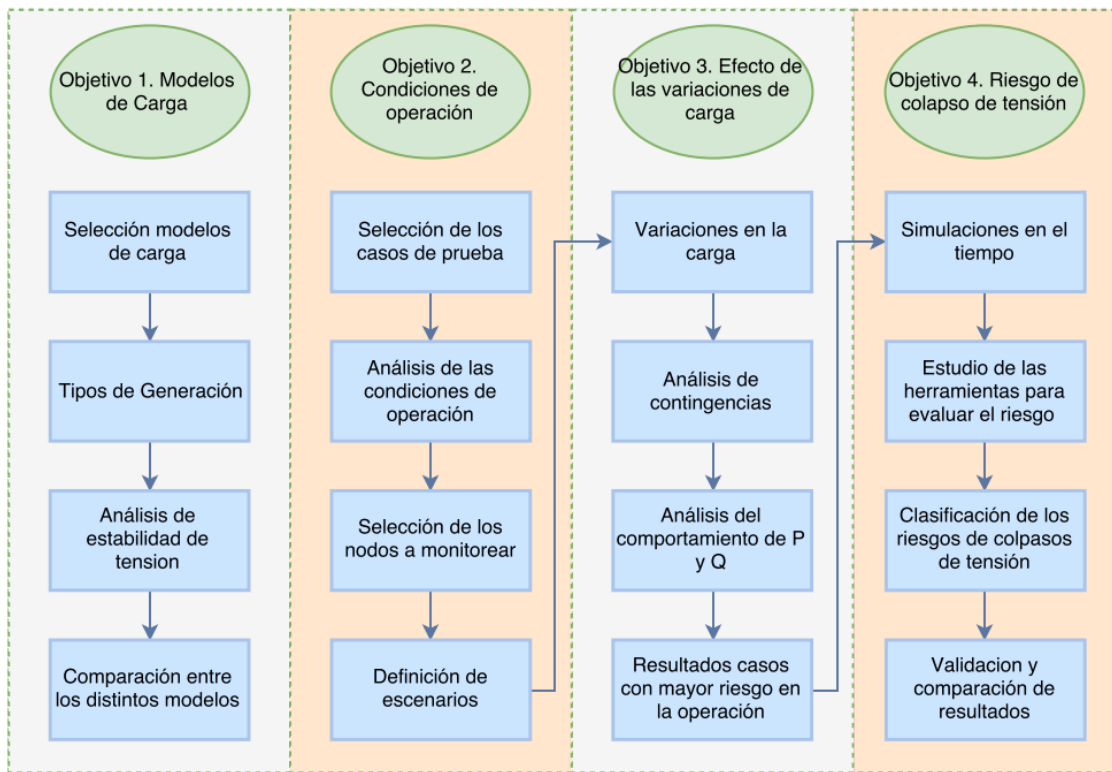


Figura 3-1 Diagrama de la metodología del trabajo de investigación

- Inicialmente se realizó un estudio de los tipos de carga y como estas influyen en la estabilidad del sistema, empleando un sistema de prueba IEEE 4 barras. Para esto se realizaron estudios de curvas PV usando el flujo de potencia continuado.
- Se realizó un estudio de las técnicas más relevantes para el análisis de colapsos de tensión y se emplearon algunas con el objetivo de identificar los nodos débiles

del sistema y su incidencia en el SEP, por lo tanto, se realizaron análisis de sensibilidad, modal y curvas PV por contingencia y cambios en la potencia de las cargas.

- Se seleccionaron los casos de estudio en donde se realizarían las pruebas, los cuales son el IEEE 9 y 14 barras. Con estos casos se analizaron las condiciones de operación y el riesgo. Es importante mencionar que la selección se realizó identificando en la literatura los casos que han sido empleados para estudios de estabilidad de tensión.
- Después se identificaron las variaciones de potencia activa y reactiva más significativas en el sistema que ocasionan colapsos de tensión, realizando un análisis estadístico para identificar la correlación, usando boxplot e histogramas.
- Posteriormente, se realizaron diferentes simulaciones para conocer los nodos débiles, más sensibles al colapso y con estos se identificaron los casos relevantes para realizar simulaciones dinámicas.
- En las simulaciones en el dominio del tiempo, se implementaron modelos dinámicos de carga y generadores. Para realizar las variaciones en la carga se definieron unos porcentajes dinámicos y estáticos, usando el modelo híbrido de carga. La parte dinámica varía como una distribución uniforme de datos aleatoria de acuerdo con ese porcentaje.
- Además, del uso de PMU para tener observabilidad del sistema con un número inferior de barras y así analizar la respuesta del sistema ante diferentes escenarios.
- Finalmente, se realizaron simulaciones para identificar el riesgo usando redes neuronales y las regiones de riesgo definidas en pasos anteriores.
- Para el desarrollo de las simulaciones se utilizaron los programas de Matlab con las plataformas de PSAT, Simulink y DigSilent.

3.1 Estudio del comportamiento de las cargas

Para el desarrollo del objetivo 1, referente a los estudios de carga. Se realizó un análisis de estabilidad en estado estacionario y dinámico, teniendo en cuenta diferentes modelos de carga y tipos de generación. Con el fin de conocer el comportamiento de la carga y su interacción con los elementos del SEP. La Figura 3-2 presenta el diagrama de flujo de la metodología utilizada para el análisis de estabilidad de voltaje con los dos tipos de generadores y cuatro tipos de modelos de carga.

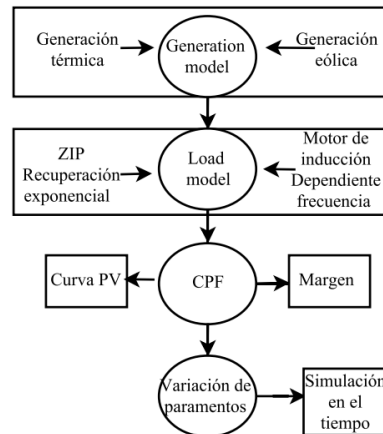


Figura 3-2 Metodología del comportamiento de cargas

El procedimiento consiste en integrar a una red eléctrica de 4 barras, con generadores térmicos y eólicos, y los modelos de carga tales como ZIP, ER, IM y FD. Las curvas PV se calculan utilizando el flujo de potencia continuado para cada tipo de generación y cada tipo de carga. Finalmente, se ejecutan simulaciones en el dominio del tiempo para comparar el comportamiento de la red eléctrica con los diferentes escenarios de operación.

3.1.1 Curvas PV

Este tipo de curvas representa el comportamiento de variables de tensión y potencia del sistema cuando la potencia activa y reactiva es modificada. Estas curvas son construidas mediante la realización de flujos de carga sucesivos con aumentos graduales de potencia activa y reactiva. Teniendo en cuenta esto, se pueden realizar muchas curvas teniendo en cuenta distintas contingencias, al momento de crearlas se asume un factor de potencia constante.

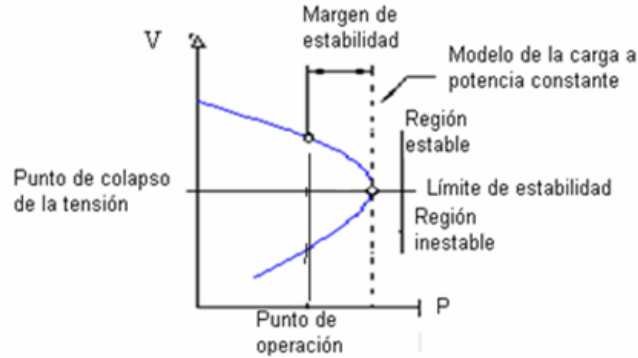


Figura 3-3 Curva PV

Fuente: (Boza, Estrada, Herrera, & Barreto, 2012)

En la Figura 3-3, se observa que existe un límite de estabilidad, llamado punto crítico o de bifurcación el cual es el punto máximo de potencia a la que puede someterse el nodo bajo ciertas condiciones. Cuando se incrementa la carga y pasa este límite el sistema entra a una zona de inestabilidad de tensión. Con estas curvas también se puede calcular el margen de estabilidad de tensión, que consiste en el cálculo desde un punto de operación hasta el punto máximo de cargabilidad en el nodo, ecuación (30).

$$VSM = P_{max,i} - P_{o,i} \quad (30)$$

Para el desarrollo de las curvas PV se utilizaron flujos normales y flujo de potencia continuado. La diferencia de estos flujos es que el segundo considera un parámetro de cargabilidad λ en las ecuaciones del flujo de potencia. La metodología principal del CPF es utilizar un vector predictor-corrector para encontrar la solución a las ecuaciones modificadas del flujo de potencia, donde se incluye el parámetro de la carga (Ajarapu & Christy, 1992), como se muestra en (31). Es decir, utiliza un vector tangente predictor para encontrar una solución de acuerdo con la variación de la carga y así conocer cuál es el punto máximo de carga.

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (31)$$

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{critica} \quad (32)$$

Donde θ es el vector de ángulos de tensión, V es un vector de magnitud de voltaje y λ es un vector que representa los cambios de potencia de carga, generación y la red que

afectan a la estabilidad de voltaje y llevan a la operación hasta los valores críticos. Estos cambios son útiles para encontrar las máximas potencias que el sistema puede despachar y que se pueden representar por medio de curvas PV y también por medio de curvas PQ.

La potencia real y reactiva de las cargas se modifican utilizando el parámetro λ , como se muestra en (33), siendo k la constante asociada a la tasa de cambio de la potencia generada cuando λ varia. (Ajarapu & Christy, 1992). Estas ecuaciones se utilizan para representar la variación de la potencia real y reactiva de las cargas, la generación y la compensación.

$$P_i = P_i^0 (1 + \lambda k) \quad (33)$$

Donde:

- P_i es la nueva potencia real obtenida después del cambio en el nodo i
- P_i^0 es la potencia real inicial del nodo P_{Li}^0 .
- λ representa la variación de la potencia real.
- Q_i es la nueva potencia reactiva obtenida después del cambio en el nodo i.
- Q_i^0 es la potencia reactiva inicial del nodo P_{Li}^0 .

Se conoce si el sistema llega al punto máximo de carga cuando la potencia en vez de aumentar comienza a decrecer y se verifica analizando el factor relacionado al parámetro λ en el vector tangente. Es decir, si la carga aumenta, el componente $d\lambda$ es positivo, de lo contrario es negativo y si alcanza el punto máximo el $d\lambda$ es igual a 0.

3.2 Condiciones de colapso.

Para el desarrollo de las condiciones iniciales se emplearon las técnicas de análisis de sensibilidad y modal para encontrar los nodos débiles y relevantes para el estudio de la estabilidad de tensión en estado estacionario. Así como generación de curvas PV para encontrar los puntos de colapso ante diferentes escenarios.

3.2.1 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es empleado para determinar cambios en los voltajes debido a

pequeños cambios en la potencia activa y/o reactiva, lo cual permite determinar que barras son débiles y sobre cuales barras se pueden realizar o proponer controles de tensión. Es cierto que la variación de los parámetros como reactancias de los elementos del sistema cambian la matriz Jacobiana, por lo tanto, los valores propios del sistema también cambian, pero no es el enfoque de este estudio mirar que pasa cuando los parámetros se modifican. El objetivo primordial es determinar los cambios de los voltajes complejos debido a cambios en P o Q. Por lo tanto, a este análisis también se le conoce análisis de sensibilidad de los valores propios (Xue, Manjrekar, Lin, & Tamayo, 2011). Con este análisis se identifican los nodos débiles, resultando de realizar cambios de potencia activa y reactiva, con el fin de encontrar las perturbaciones que ocasionan que el sistema sea inestable.

El Análisis de sensibilidad VQ consiste en realizar una aproximación lineal alrededor de un punto de operación estable usando flujos de carga, resultando en convergencia o no del punto analizado, y se enfoca en el análisis de la matriz Jacobiana reducida. Es decir, representa la característica VQ de los nodos, siendo una sensibilidad positiva una operación estable y cuando el valor decrece indica que el sistema es más estable, siendo infinita en el límite de estabilidad. De lo contrario, si es negativa indica una inestabilidad en el sistema. (Arrieta, 2009)

La finalidad de los flujos de carga es identificar las tensiones en los nodos $\bar{V}(V < \delta)$ que satisfacen las ecuaciones del flujo de potencia, ecuaciones (34) y (35), $\Delta P_i = 0$ y $\Delta Q_i = 0$, siendo las variaciones de potencia activa y reactiva en el nodo i,

$$\Delta P_i = P_i - \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j V_i \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (34)$$

$$\Delta Q_i = Q_i - \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j V_i \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (35)$$

Donde \bar{Y} es la matriz de admitancias nodales, P y Q las potencias activas y reactivas. Estas ecuaciones de flujo de potencia se pueden calcular por distintos métodos como Gauss Seidel, Desacoplado, Newton Raphson y Flujo DC. El método más usado es el Newton-Raphson debido a su precisión, exactitud y número de iteraciones totales. Teniendo en cuenta esto se obtiene el sistema en forma matricial, la ecuación (36) muestra el cambio incremental de la potencia activa y reactiva, ángulo y magnitud de tensión en el nodo.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (36)$$

La matriz jacobiana se define por la ecuación (37), esta matriz expresa los cambios de tensión en los nodos.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{Pv} \\ J_{Q\delta} & J_{Qv} \end{bmatrix} \quad (37)$$

Teniendo en cuenta que en estudios (Begovic & Phadke, 1992) muestran la importancia de considerar las inyecciones de potencia reactiva y los ángulos de los nodos, es posible despreciar los cambios en la potencia activa. Y así se pueden volver a escribir las ecuaciones como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{Pv} \\ J_{Q\delta} & J_{Qv} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (38)$$

Desarrollando estas ecuaciones se puede expresar las ecuaciones anteriores en función del cambio en potencia reactiva, ecuación (39):

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (39)$$

En la ecuación (40) muestra la forma reducida del jacobiano, que describe el efecto de las magnitudes de tensión ante cambios de potencia reactiva.

$$J_R = [J_{Qv} - J_{Q\delta} (J_{P\delta}^{-1}) J_{Pv}] \quad (40)$$

En este caso se analiza la singularidad de la matriz jacobiana cuando J_R es singular. Además de considerar que $J_{P\delta} \neq 0$.

3.2.2 Análisis modal

Con el análisis modal se determina si el sistema cuenta con estabilidad o inestabilidad de tensión en los nodos, por lo tanto, permite identificar áreas débiles. Esta técnica realiza el cálculo de valores y vectores propios del jacobiano a partir de la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia. También se pueden determinar los márgenes del sistema.

La principal ventaja de este método es que permite identificar la sensibilidad de la tensión en todos los nodos del sistema, que no sea barra de referencia, con respecto a la potencia

demandada. Con este análisis se pueden identificar los factores de participación de barras, de las ramas y de los generadores.

Esta técnica se basa en la obtención de los valores propios del sistema. Este valor entre más cerca este del cero indica que el sistema se aproxima a un colapso de tensión modal. Para identificar las características de la estabilidad de tensión se calculan los vectores propios asociados a un mismo valor propio de la matriz jacobiano, usando los valores y vectores propios de la matriz jacobiano reducida J_R de la ecuación (41) (Arrieta, 2009) Al diagonalizarla por el método Kron.

$$J_{RK} = T \cdot D \cdot T^{-1} \quad (41)$$

Siendo T , matriz de valores propios derechos de J_{RK} , T^{-1} , matriz de valores propios izquierdos de J_{RK} y D la matriz diagonal de los valores propios de J_{RK} . La ecuación (41) se puede reescribir como la ecuación (42)

$$J_{RK}^{-1} = T \cdot D^{-1} \cdot T^{-1} \quad (42)$$

Se reemplaza la ecuación (42) en la ecuación (39): y obtenemos la ecuación (43).

$$\Delta V = J_{RK}^{-1} \cdot \Delta Q \quad (43)$$

Reemplazando las ecuaciones (42) en la (43), se puede reescribes la ecuación como la (44)

$$\Delta V = \sum \frac{T_i T_i^{-1}}{\lambda_i} \Delta Q \quad (44)$$

Donde T_i , es la i -ésima columna de la matriz de vectores propios derechos de $J_{RK} \cdot T^{-1}$, es la i -ésima fila de la matriz de vectores propios izquierdos de J_{RK} . Cada valor propio λ_i , con sus correspondientes vectores propios izquierdos y derechos definen el i -ésimo modo de variación del sistema, que está dado por la ecuación (45).

$$\Delta Q_{mi} = k_i T_i \quad (45)$$

Donde k_i es un factor de normalización que debe satisfacer la condición, siendo T_{ij} el j -ésimo elemento de T_i

$$k_i^2 \sum_j T_{ij}^2 = 1 \quad (46)$$

$$\Delta V_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_{mi} \quad (47)$$

De esta ecuación (47), la estabilidad del i -ésimo modo con respecto a las variaciones de Q se define por el valor propio modal λ_i . Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis modal determina la estabilidad de la siguiente forma (Arrieta, 2009):

- Si $\lambda_i > 0$, el sistema es estable en tensión ya que la i -ésima tensión modal y las variaciones de Q están en la misma dirección. De lo contrario el sistema es inestable en tensión.
- Si $\|\lambda_i\| = 0$, la tensión modal colapsa

De lo anterior se concluye que el valor propio es una medida relativa de la distancia al colapso, aunque no absoluta debido a la no linealidad del problema. Los valores propios de la matriz Jacobiana pueden ser valores positivos, cero o negativos. Si el valor propio es positivo y está más alejado del cero la tensión modal es más estable. Si el valor propio es negativo, el sistema ha pasado su punto crítico de estabilidad, por lo tanto, la tensión modal es inestable. Cuando el valor es cero la tensión modal colapsa como se mencionó con anterioridad. Lo anterior permite identificar las barras débiles y a partir de los factores de participación se pueden identificar los elementos que influyen en la estabilidad de tensión.

Para determinar la sensibilidad del QV del nodo k , se emplea la ecuación (48)

$$\frac{\Delta V_k}{\Delta Q_k} = \sum_i \frac{T_{ki} T_{ik}^{-1}}{\lambda_i} = \sum_i \frac{FC_{ki}}{\lambda_i} \quad (48)$$

Donde FC_{ki} es el factor de contribución nodal del i -ésimo modo y el k -ésimo nodo. Se pueden obtener los factores de participación de los nodos con FC_{ki} que determina las áreas cercanas a la inestabilidad de tensión.

El valor propio es una medida relativa de la distancia al colapso, aunque no absoluta debido a la no linealidad del problema. Entre más alejados de cero estén los valores propios de sistema, más alejado estará de la inestabilidad. Debido a que los valores propios de la matriz jacobiana cambian de positivo a cero o negativo, cuando estos son negativos, el sistema ha pasado de un punto crítico de estabilidad. Y por lo tanto permite identificar los elementos de mayor influencia.

3.2.3 Índices

Los métodos analíticos que se emplean requieren medir y determinar el margen de la estabilidad de tensión. Estos márgenes se toman a partir de índices de estabilidad de tensión (VSIs). Hoy en día existen un gran número de índices en la literatura para la evaluación de la estabilidad de tensión y pueden ser clasificados de dos formas (Modarresi, Gholipour, & Khodabakhshian, 2016)(Parizad, Khazali, & Kalantar, 2010)

- Índices dependientes de la matriz Jacobiana y variables del sistema.
- Índices de líneas, de barras del sistema e índices generales del sistema.

Los índices que dependen de la matriz Jacobiana incrementan el tiempo de simulación ya que ante cambios topológicos también cambia la matriz Jacobiana y se debe recalcular la Matriz Jacobiana. Los índices que se basan en las variables del sistema emplean menor tiempo computacional y son adecuadas para aplicaciones de tiempo real. La desventaja principal de estos índices es que no pueden estimar con precisión el margen de estabilidad de tensión (VSM).

En esta investigación se decidió emplear el índice dinámico de tensión (Dynamic Voltage Index, DVI) (Alvarez & Schweickardt, 2013), ya que, este índice relaciona los transitorios de tensión y que el nivel de tensión no permanezca debajo de cierto límite, ecuación (49)

$$DVI = \min \left\{ 1, \max_{i=1..N} \left(\frac{V_{n-vi,min}}{V_{n-vi,min,adm}} \right) \right\} \quad (49)$$

3.2.4 PMU

Son muchas las técnicas que se han implementado para encontrar la ubicación óptima de las PMU, entre estos métodos se pueden identificar 3 grandes grupos que son los métodos heurísticos, metaheurísticos y de programación matemática. En la Figura 3-4 se puede observar los diferentes tipos de métodos que se incluyen en esas 3 grandes categorías.

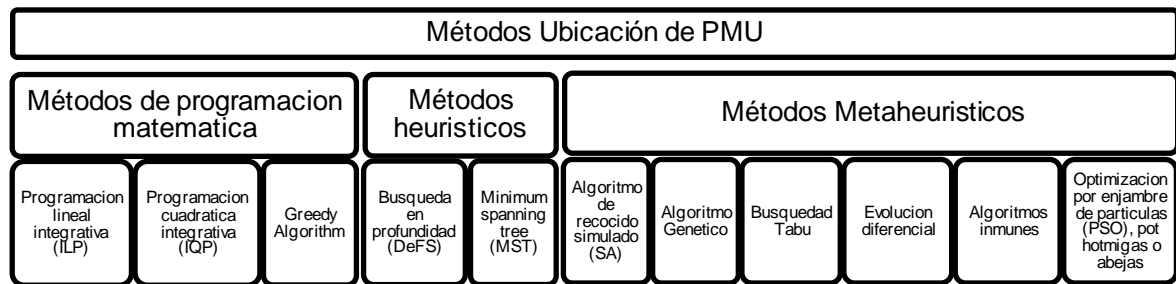


Figura 3-4 Métodos de ubicación de una PMU

Fuente: (Manousakis et al., 2011)

Durante los últimos años se han desarrollado diferentes métodos como los descritos anteriormente para enfrentar el problema de la ubicación de la PMU. Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas. Entre las principales ventajas que se encuentran, dependiendo del tipo de método, son la adaptabilidad, búsqueda exhaustiva y robustez. Entre las desventajas en algunos de los métodos son los tiempos de ejecución y restricciones no lineales. En la Tabla 3-1 se muestra la comparación de los métodos de acuerdo con el caso de estudio implementado notándose que en la mayoría de los casos la respuesta es similar.

Tabla 3-1 Comparación de métodos ubicación de las PMU

Method	Test systems				
	IEEE 14-Bus	IEEE 30-Bus	IEEE 39-Bus	IEEE 57-Bus	IEEE 118-Bus
Particle Swarm Optimisation [10]	3	7	-	11	28
Dual Search and SA [13]	3	-	-	-	29
Integer Programming [4]	3	-	-	12	29
Search Tree and SA [11]	3	7	-	11	-
Genetic algorithm [8]	3	7	-	12	29
Tabu Search [9]	3	-	10	13	-
Immunity Genetic Algorithm [7]	3	7	8	11	28
Nondominated sorting genetic algorithm [3]	-	-	8	-	29
Optimal Multi-stage [5]	3	-	-	14	29
Contingency-constrained [6]	3	7	8	11	28
Binary Search [12]	3	7	8	-	-
Generalized integer linear programming [2]	3	7	-	11	-

Fuente: (Yuill, Edwards, Chowdhury, & Chowdhury, 2011).

Conectar una PMU al SEP permite conocer el comportamiento de las variables del sistema, determinar parámetros y desarrollar modelos de la red a partir de mediciones. El enfoque de la investigación no es encontrar la ubicación óptima, sino que serán localizadas en los

sistemas IEEE de pruebas con los resultados de investigaciones encontradas en la literatura.

En la literatura son muchos los estudios que se han realizado implementando diferentes técnicas para conocer la ubicación óptima de las PMUs (Babu & Bhattacharyya, 2016; Manousakis et al., 2011; Sreenivasa Reddy, Chowdhury, & Chowdhury, 2010; Yuill et al., 2011). Es importante ubicar las PMUs, ya que, no es ni rentable ni económico colocar PMU en todas las barras del sistema, debido a los costos que estas conllevan. Estas técnicas implementan metaheurísticas como, integración lineal integrativa, algoritmos genéticos, entre otros. En la Tabla 3-2 se muestra la ubicación óptima de PMU de acuerdo al caso de estudio y considerando si existen barras de cero inyecciones.

Tabla 3-2 Ubicación óptima de PMU por caso de estudio

Test systems	Status of ZIBs	No. of PMUs	Optimal locations of PMUs
IEEE 14-bus	Considering ZIBs	3	2, 6, 9
	Without considering ZIBs	4	2, 6, 7, 9
IEEE 30-bus	Considering ZIBs	8	1, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 18
	Without considering ZIBs	9	1, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 18, 27
New England 39-bus	Considering ZIBs	8	12, 17, 20, 24, 29, 35, 36, 37
	Without considering ZIBs	9	9, 12, 17, 20, 24, 29, 35, 36, 37
IEEE 57-bus	Considering ZIBs	9	1, 29, 31, 33, 35, 47, 51, 54, 56
	Without considering ZIBs	11	1, 4, 11, 29, 31, 33, 35, 47, 51, 54, 56
IEEE 118-bus	Considering ZIBs	31	7, 12, 15, 20, 22, 23, 29, 32, 35, 39, 41, 44, 49, 55, 57, 58, 62, 73, 76, 78, 83, 87, 89, 91, 96, 100, 101, 104, 108, 109, 110
	Without considering ZIBs	32	7, 12, 15, 20, 22, 23, 29, 32, 35, 39, 41, 44, 49, 55, 57, 58, 62, 68, 73, 76, 78, 83, 87, 89, 91, 96, 100, 101, 104, 108, 109, 110
NRPG 246-bus	Considering ZIBs	50	1, 2, 5, 10, 14, 15, 17, 20, 25, 27, 31, 42, 43, 48, 49, 79, 88, 89, 91, 95, 96, 111, 117, 118, 121, 125, 134, 139, 140, 141, 157, 158, 159, 163, 164, 170, 173, 177, 187, 189, 192, 197, 219, 223, 224, 225, 227, 228, 235, 242
	Without considering ZIBs	60	1, 2, 5, 10, 14, 15, 17, 20, 25, 27, 31, 42, 43, 48, 49, 56, 61, 73, 79, 88, 89, 91, 95, 96, 102, 107, 111, 117, 118, 121, 125, 131, 134, 139, 140, 141, 157, 158, 159, 163, 164, 170, 173, 177, 180, 187, 189, 192, 197, 212, 219, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 234, 235, 242

Fuente: (Babu & Bhattacharyya, 2016).

3.3 Diagrama de Caja

Los Boxplot o graficas tipo cajas que permiten identificar de una muestra de datos que valores se encuentran entre el primer cuartil y finaliza en el tercer cuartil. Una línea roja en la mitad de cada caja representado la media de esos datos. Unas líneas que se extienden en negro puntuadas que identifican el mínimo y máximo valor de los datos utilizados.

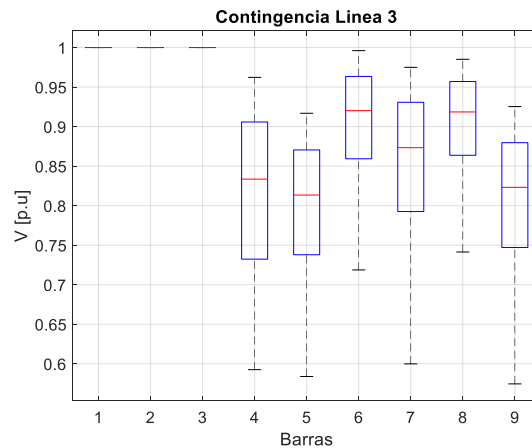


Figura 3-5 Grafico Boxplot

3.4 Clasificación del riesgo de colapsos de tensión

Para determinar el riesgo se utilizan dos tipos de técnicas, las redes neuronales y evaluación del riesgo a partir de distribución de datos, regiones de riesgo. Con las redes neuronales se identifican patrones, a partir de simulaciones fuera de línea, luego se realizan simulaciones en el tiempo considerando diferentes puntos de operación para su entrenamiento y se seleccionó una salida de tres estados (Estable, en riesgo y colapso). Para crear regiones de riesgo, se consideraron múltiples tipos de contingencias y variaciones de carga teniendo en cuenta la concentración de los datos se seleccionaron las regiones de acuerdo con la concentración de los datos.

3.4.1 Regiones de riesgo

Para definir las regiones de riesgo, se realizaron múltiples contingencias, considerando el caso de estudio. Esta base de datos fue creada a partir de simulaciones en estado estacionario usando Matpower y DigSilent. Se realizaron simulaciones sin casos de contingencia, casos N-0, definidos para aumentos de carga en simultaneo y de forma individual. Luego se iniciaron los casos con contingencias y diferentes cambios en las cargas, como aumentos desde un 90% del valor de la carga, con el fin de conocer que combinaciones o aumentos de carga eran más críticos para el sistema. Se fueron almacenando los datos de tensiones, magnitudes y ángulos, potencias activas y reactivas,

y márgenes del 5% antes del colapso. Cada uno de estos datos fue almacenado en unas bases de datos para su estudio.

3.4.2 Red neuronal

La red neuronal fue desarrollada en Matlab. Esta red usa como algoritmo de aprendizaje el algoritmo de propagación hacia atrás (retropropagación). Este algoritmo consiste que una vez se haya aplicado un patrón a la entrada de la red, éste se propaga a cada una de las capas de la red hasta la salida. Se compara el valor de la salida con el valor deseado y se calcula un valor de error. Este error se propaga hacia atrás partiendo desde la capa de salida a cada una de las neuronas de las capas ocultas que hayan contribuido a la salida. Las neuronas de la capa oculta solo reciben un porcentaje del error, el cual dependerá del aporte que haya hecho cada neurona a la salida original. El proceso se repite hasta que cada neurona reciba la información del valor de error.

Este proceso es importante ya que durante el proceso de entrenamiento de la red las neuronas de las capas ocultas se organizan de tal manera que aprenden a conocer diferentes características del espacio total de entrada. Terminada la fase de entrenamiento cuando se presente alguna entrada arbitraria que contenga algún patrón que se asemeje a algún patrón con los que fue entrenada la red, las neuronas responderán con una salida activa (Ugalde & Vanfretti, 2007).

Los valores de entrada de la red son las lecturas obtenidas por las PMU en los nodos relevantes y de valor de salida se aplica el criterio de separación que se explicara en la siguiente sección para definir los estados y conocer la operación del sistema, en contraste con el cálculo del DVI.

4. Simulaciones y resultados

En la primera sección se muestra los resultados obtenidos del objetivo 1 sobre el comportamiento de cargas, donde se consideraron diferentes tipos de carga y de generación para analizar el comportamiento del sistema con cada uno de los modelos. En la segunda y tercera sección se muestran los resultados de la metodología para dos tipos de caso de pruebas, IEEE 9 y el IEEE 14. Para realizar el análisis de las condiciones iniciales, se aplicaron técnicas de análisis en estado estacionario para identificar los nodos críticos, los más sensibles a colapsar y en contraste con un estudio del estado del arte de la ubicación óptima de las PMU para seleccionar donde estas serán ubicadas para las simulaciones dinámicas. Luego se realizaron cientos de simulaciones para la generación de base de datos y construir una matriz sobre los casos críticos. Finalmente, se realizaron simulaciones dinámicas para validar el criterio obtenido anteriormente y utilizando las redes neuronales en combinación con PMU lograr identificar los riesgos del sistema.

4.1 Comportamiento de cargas

La Figura 4-1, muestra el caso de estudio de 4 buses utilizado para la prueba. Esta red tiene un alimentador principal con un voltaje de 18 kV y 50 Hz. Esta red de potencia considera una carga conectada al bus 3, que se modela como se describe en la metodología (ZIP, ER, IM o FD). En este diagrama, se consideran dos líneas para separar la generación y la carga, y se modelan como un circuito equivalente PI. Solo se conectará un generador al bus 1 en cada simulación y el modelo dependerá del tipo de máquina que se describió anteriormente en la metodología (generadores eólicos y térmicos). Un transformador de potencia conecta el generador en el bus 1 y se modela como impedancia equivalente.

Con respecto al parque eólico, consta de veinticinco turbinas de 2MW. El generador térmico con una potencia de 50MVA, voltaje nominal de 18kV y una resistencia de armadura de 0.01pu, ya que, estas máquinas de gran potencia involucran bobinados de 100 mΩ. La reactancia de fuga se despreció, por lo que no se tuvieron en cuenta las pérdidas de potencia en el corte, ya que las características de los generadores térmicos están asociadas a su alta velocidad. Se configuró un momento de inercia más alto, donde el tiempo de arranque mecánico fue de 12,8 s (2 H).

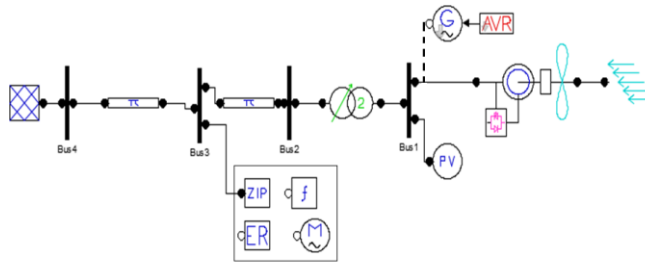


Figura 4-1. Modelo del caso de estudio de 4 barras

Fuente:(S. Abdelaziz, B.i Khadija, 2014)

El modelo de carga ZIP estático se probó con el 50% del factor de impedancia, el 25% del factor actual y el 25% del factor de potencia. La potencia nominal activa y reactiva de la carga se consideró como $P_0 = 30\text{MW}$ y $Q_0 = 15\text{MVar}$. El motor de inducción tiene una potencia nominal de 20MVA a 30 kV, simulada bajo un modelo dinámico de tercer orden. La resistencia y la reactancia del estator se consideran como 0.01 p.u. y 0.06 p.u., respectivamente. La resistencia y la reactancia en el rotor se consideran 0.02 p.u. y 0.06 p.u., respectivamente. La reactancia de magnetización se considera como 3.5 p.u. y la constante de inercia es 1.5 kW/s / kVA. Como el IM se modela como una carga dependiente de la velocidad que depende de su par mecánico, entonces el par mecánico y el momento de inercia aumentan con valores entre 0.5 y 5, valores seleccionados debido a los cambios relevantes obtenidos en las simulaciones. En la carga FD, el porcentaje de potencia real o reactiva se modeló considerando α y β con valores entre 0.5 y 10. Para todos los casos, la simulación considera cambios en la potencia como 0.5, 0.99 y 1.22 con el valor de referencia encontrado en la bifurcación tipo silla.

4.1.1 Análisis de estado estacionario

El punto de colapso se identificó utilizando el método de flujo de potencia continuado para encontrar el margen de carga máximo alrededor de la carga de potencia nominal, teniendo en cuenta el tipo de carga diferente. Los resultados se muestran en la Tabla 4-1

Tabla 4-1 Margen de carga considerando tipo de carga.

Tipo de Carga	Margen de Carga
ZIP	2.555
ER	2.706
IM	2.706
FD	--

Después de identificar el punto de silla como el límite de estabilidad de voltaje, algunas variaciones de potencia se realizan como factor de 0,5, 0,99 y 1,2 veces la potencia máxima, con el objetivo de identificar el comportamiento de las magnitudes de tensión en la red. Estas simulaciones se llevan a cabo utilizando el método CPF para obtener las curvas que se muestran en la Figura 4-2. Esta figura considera un modelo de carga conectado al bus 3, la red eléctrica está conectada al bus 4, y una generación PV está conectada al bus.1

La Figura 4-2a muestra las curvas PV con un modelo ZIP. Los resultados muestran que un aumento en la capacidad de carga del sistema conduce a una reducción del parámetro de cargabilidad λ calculado con el CPF. Por lo tanto, una variación de potencia pequeña lleva al sistema de potencia a un rápido colapso de tensión porque el sistema está funcionando cerca de los límites de tensión.

La Figura 4-2b muestra las curvas PV con el modelo ER y el modelo IM. Los resultados muestran que las curvas PV son similares para ambos modelos de carga, ya que el flujo de potencia de continuación no considera los parámetros dinámicos de carga y el aumento se realiza con pasos estáticos. Las simulaciones con el modelo FD no tuvieron éxito porque este modelo es una carga dependiente de la frecuencia y los pasos del algoritmo no consideran estas variaciones.

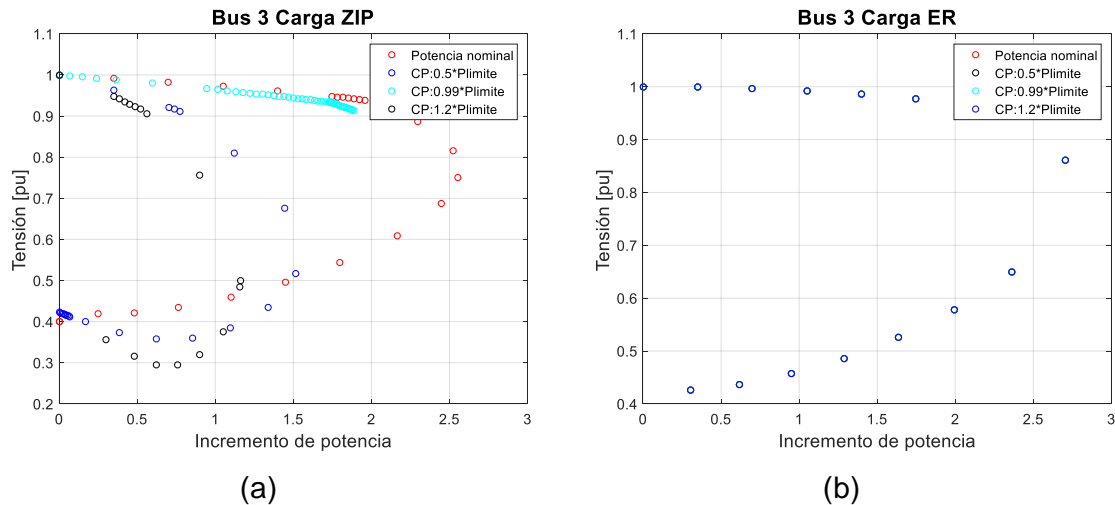


Figura 4-2 Curva PV para diferentes cargas como (a) ZIP y (b) modelos ER e IM

4.1.2 Simulaciones en el dominio del tiempo

En (S. Abdelaziz, B.i Khadija, 2014), se realizaron simulaciones para identificar varias bifurcaciones de Hopf utilizando el mismo caso de prueba. En este trabajo, nos centramos en la interpretación de los diferentes comportamientos de la magnitud del voltaje en la simulación del dominio del tiempo, comenzando a partir de los valores críticos de la carga en el sistema de potencia. Por lo tanto, la Figura 4-3 muestra el comportamiento de la magnitud del voltaje en los buses 1 y 3 cuando la carga nominal se multiplica por 1,8 veces y dos tipos de carga se conectan al bus 3.

La Figura 4-3a muestra la respuesta del sistema bajo esta condición de operación cuando la carga es un modelo ZIP. Los resultados muestran que ambos buses comienzan con una magnitud de alto voltaje, pero cuando la carga aumenta, el DFIG se acelera y el voltaje cae en aproximadamente 2 segundos. Aunque el voltaje cayó, no colapsó y el sistema es capaz de estabilizarse.

La Figura 4-3b muestra el colapso de tensión con el modelo de carga IM cuando la potencia real se multiplica por el mismo factor de carga, como se definió previamente. Esta figura muestra los puntos de bifurcación cuando la potencia cambia con un valor inferior a la potencia máxima determinada previamente con el CPF, alrededor de 4s. Este punto puede asociarse con el punto de bifurcación de Hopf, ya que las magnitudes de tensión de los buses cambian abruptamente y luego llegan a cero en unos pocos milisegundos.

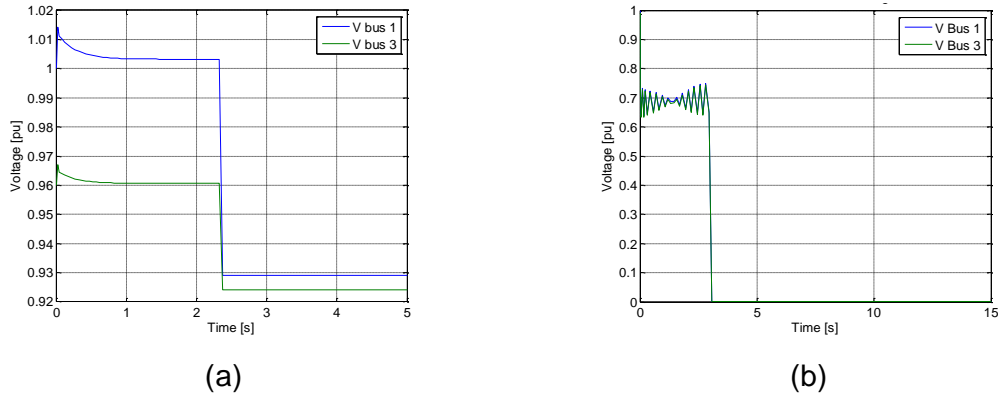
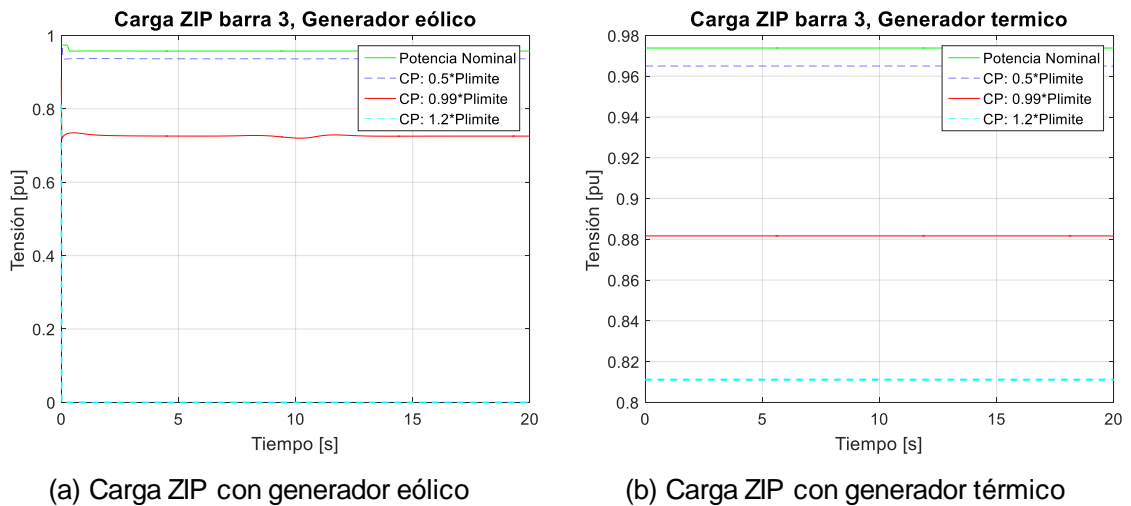


Figura 4-3 Magnitudes de tensión calculadas en las simulaciones del dominio de tiempo considerando modelo de carga (a) ZIP y (b) IM

La Figura 4-4 muestra las magnitudes de voltaje en el bus 3 calculadas con simulaciones de dominio de tiempo. En estos casos, las magnitudes de tensión se comparan cuando los modelos de carga ZIP o ER se conectan al bus 3 y el generador térmico o los generadores eólicos se conectan al bus 1. La Figura 4-4a muestra un colapso de tensión cuando la potencia real se multiplica por un factor de 1.2, mientras que la Figura 4-4b muestra que el sistema no alcanza el colapso de voltaje. Para el caso de generación térmica, las magnitudes de tensión son más altas que las obtenidas con el caso de generación eólica. Las Figura 4-4c y Figura 4-4d muestran que la carga ER no presenta inconvenientes durante la operación para el generador térmico y eólico considerado, es decir, ambos son capaces de mantener la estabilidad del voltaje a pesar del factor multiplicado para alcanzar el límite de potencia.



(a) Carga ZIP con generador eólico

(b) Carga ZIP con generador térmico

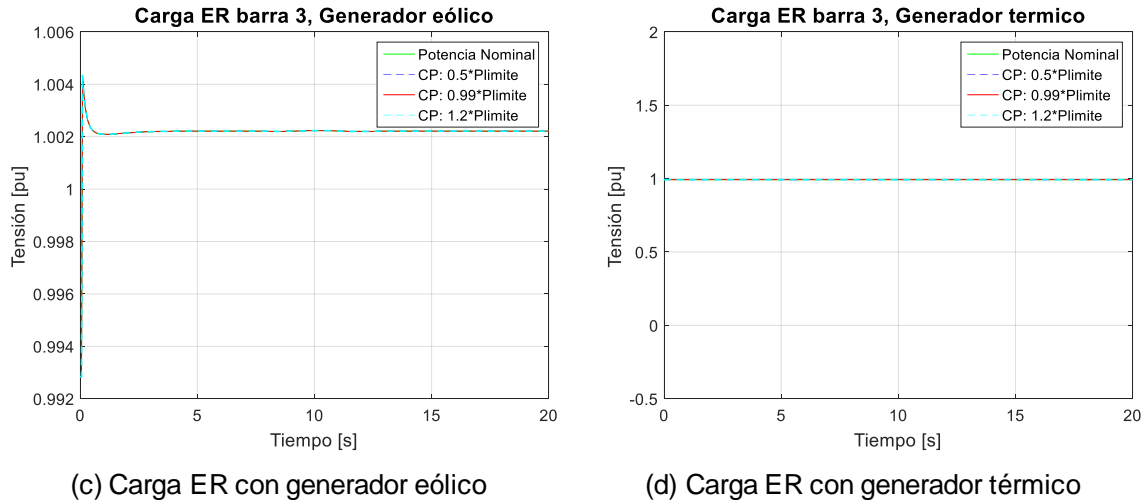
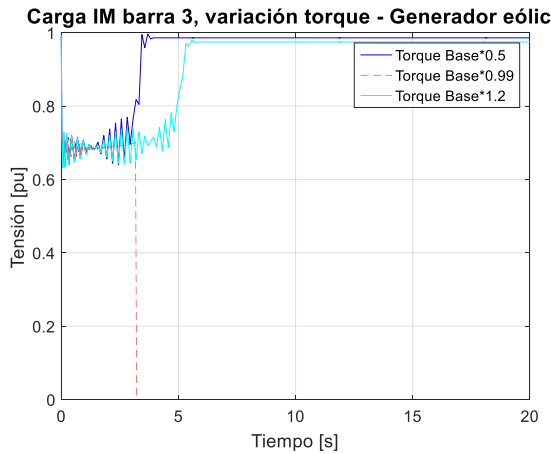
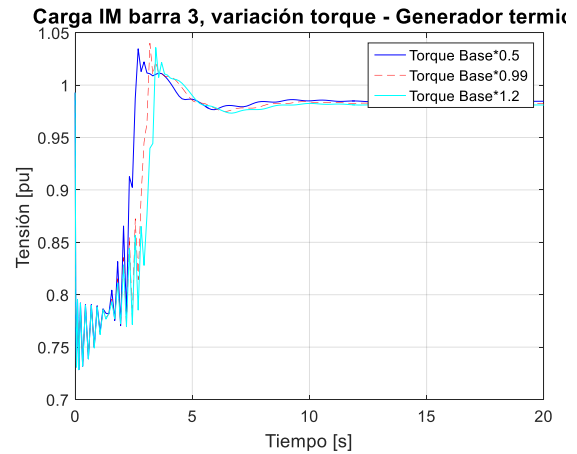


Figura 4-4 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el modelo ZIP y ER

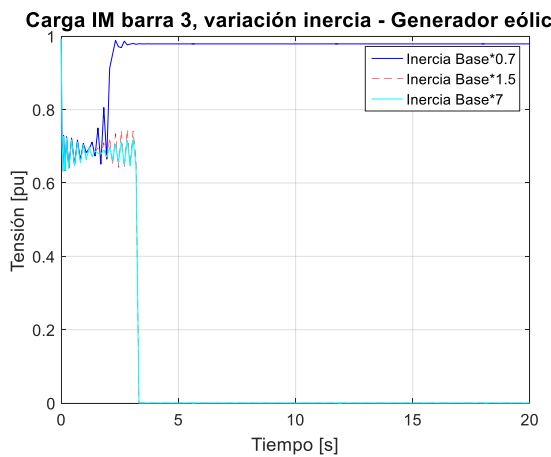
La Figura 4-5 muestra las magnitudes de tensión en el bus 3 calculadas con simulaciones de dominio de tiempo. En estos casos, la carga de IM se conecta al bus 3 y se cambian el momento de inercia y torque mecánico. Los resultados muestran que los colapsos de tensión se presentan en el sistema cuando se consideran los generadores eólicos en el estudio. Las Figura 4-5a y Figura 4-5b muestran que las magnitudes de tensión tienen diferentes comportamientos considerando la variación del torque. La Figura 4-5a muestra que el sistema colapsa cuando el torque aumenta en un factor de 0.99 y la Figura 4-5b muestra que los voltajes en las tres variaciones tienen el mismo comportamiento y el sistema se estabiliza. Las Figura 4-5c y Figura 4-5d muestran grandes variaciones de magnitud de voltaje en el bus 3, lo que significa que los generadores térmicos y eólicos son más sensibles al aumento de la inercia. Se observa que el generador eólico no puede responder a un factor que se incrementa siete veces, simulando la entrada de motores al sistema, lo que resulta en un colapso de voltaje; sin embargo, el generador térmico oscila alrededor de 10 segundos para el mismo evento, pero se estabiliza después de algunos segundos.



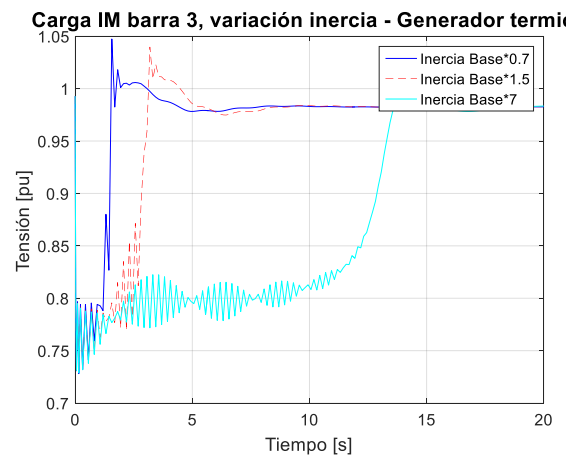
(a) Variación torque con generador eólico



(b) Variación torque con generador térmico



(c) Momento inercia con generador eólico



(d) Momento inercia con generador térmico

Figura 4-5 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el motor

La Figura 4-6 muestra las magnitudes de tensión en el bus 3 calculadas con simulaciones de dominio de tiempo. En estos casos, la carga FD se conecta al bus 3 y los porcentajes de potencia real o reactiva se cambian de acuerdo con los factores definidos anteriormente. Los resultados muestran que el sistema es muy sensible a las variaciones de los parámetros y que ambos generadores no pueden responder al porcentaje de carga con el modelo FD y el sistema colapsa.

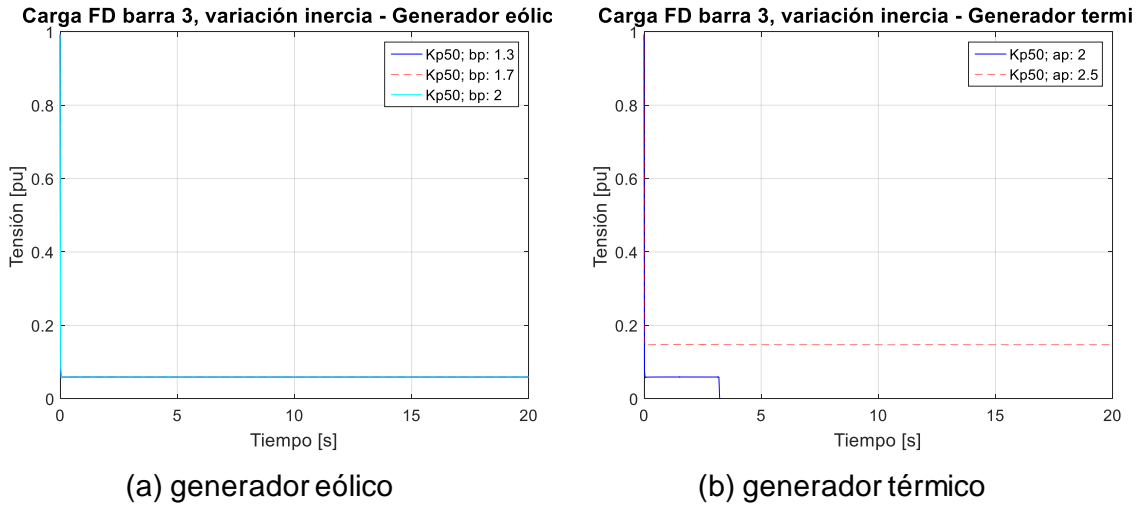


Figura 4-6 Simulaciones en el dominio del tiempo considerando el modelo FD

Los resultados muestran que no hay diferencia en las curvas PV obtenidas por el CPF para generadores eólicos y térmicos cuando se consideran los modelos dinámicos, porque el CPF no refleja el comportamiento dinámico para la caracterización de la curva PV. Cuando la potencia se incrementa y se acerca al punto de bifurcación, se presenta una reducción de la tensión y del factor de carga. Por lo tanto, la Tabla 4-2 resume todos los resultados obtenidos con las simulaciones en el dominio del tiempo con diferentes variaciones de parámetros.

Tabla 4-2 Resumen de los resultados obtenidos.

Tipo de Carga	Parámetro	Generador eólico	Generador térmico
ZIP	Potencia nominal	Reducción de la tensión cuando se acerca al límite de potencia y al colapso de tensión con un mayor aumento de potencia después de la superar la capacidad de carga máxima.	Aunque se presenta una reducción de tensión, el generador térmico es más capaz de mantener la estabilidad.
ER	Potencia nominal	Las magnitudes de voltaje aumentan en el barra, pero el sistema permanece estable.	No se presentan inestabilidades para los casos considerados.
IM	Torque mecánico	Las oscilaciones se estabilizan sin sobretensión pero pueden provocar colapsos o reducciones en el nivel de tensión en el barra	Las oscilaciones de tensión se estabilizan más rápidamente, pero se generan sobretensiones y reducciones del nivel de tensión final. Sin embargo, en casos simulados no ocurre colapso de voltaje.

IM	Momento de inercia	Se produce un colapso de tensión cuando se aumenta el momento inicial de inercia.	Las sobretensiones se generan durante la oscilación de la tensión, siendo estables después de 15 o 20 segundos para las condiciones simuladas. No hay un colapso de voltaje.
F	Kp	Las variaciones en los parámetros de potencia y frecuencia generan oscilaciones y colapsos de tensión rápidamente. Por lo tanto, es insuficiente para manejar la inercia del generador para compensar las variaciones de frecuencia demandadas por esta carga.	La dinámica de tensión no se sostiene por la generación térmica cuando la carga depende de los cambios de frecuencia, incluso siendo un generador con un mayor momento de inercia.

4.2 Caso de prueba IEEE 9 barras.

Para realizar el análisis de las condiciones iniciales, se aplicaron técnicas de análisis en estado estacionario para identificar los nodos más sensibles y débiles, y los modos críticos del sistema. Posteriormente se realizaron simulaciones para identificar las variaciones de potencias activa y reactiva de acuerdo con su cercanía con el punto de colapso. Se realizó una revisión de la literatura para identificar los nodos donde deben ubicarse las PMU, con el objetivo que el sistema sea observable. Se los casos de estudio empleados son el caso IEEE 9 y el IEEE 14 barras.

La Figura 4-7 muestra el diagrama del caso de estudio IEEE 9. Los datos del caso de estudio IEEE 9 utilizado para el análisis estacionario es el encontrado en las bases de datos de Matpower. Este sistema está compuesto por 3 generadores y 3 cargas. Los generadores G1, G2 y G3 tienen una potencia de 247.5MW, 163MW y 85MW, respectivamente, siendo el G1 el slack. Las cargas A, B y C tienen una potencia activa de 125MW, 90MW y 100MW y una potencia reactiva de 50MVAR, 30MVAR y 35MVAR, respectivamente.

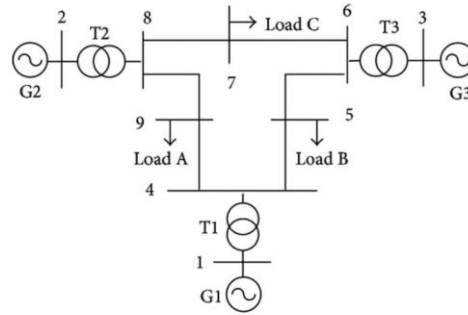


Figura 4-7 Caso de prueba IEEE 9 barras

Fuente:(Zhao & Song, 2014)

4.2.1 Análisis de sensibilidad

Teniendo en cuenta la técnica explicada en la sección anterior, se realiza el análisis de sensibilidad para el caso IEEE 9, considerando aumentos de la potencia activa y reactiva de la carga. Permitiendo conocer los nodos que son más sensibles a variaciones de tensión ante las inyecciones de dichas potencias y que en el futuro puedan generar problemas de inestabilidad. En la Figura 4-8 se observa la sensibilidad que tienen los nodos ante aumentos de la potencia.

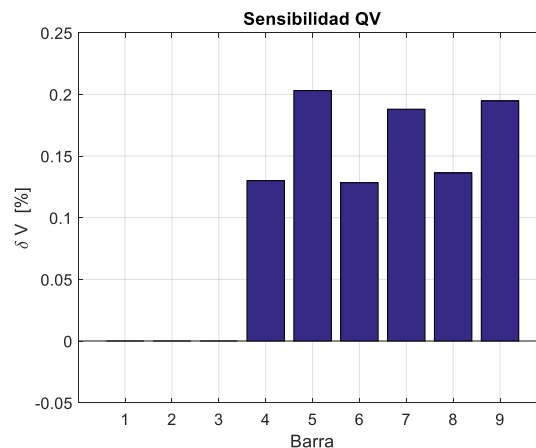


Figura 4-8 Sensibilidad QV del IEEE 9

En la Figura 4-8 se observa que las barra 5, 7 y 9 presentan porcentajes más altos con respecto a los otros nodos, teniendo en cuenta que en esos nodos están las cargas del sistema.

4.2.2 Análisis Modal.

El análisis de sensibilidad realizado anteriormente constituye la introducción al análisis modal ya que considera la sensibilidad QV. En la Tabla 4-3 se observan los valores propios del sistema que representan los modos del sistema, el menor valor se considera como el modo crítico del sistema. Siendo en este caso el modo $\lambda_1 = 6.0116$.

Tabla 4-3. Valores propios IEEE 9

λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
6.0116	12.5688	14.6856	34.6357	44.9545	49.1786

Teniendo en cuenta que este es el modo crítico del sistema, se deben conocer cuales barras tienen un mayor factor de participación en ese modo. En la Tabla 4-4, se muestran los factores de participación para el modo 1.

Tabla 4-4 Factores de participación IEEE 9.

Barra	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
4	0.1287	0.0638	0.0108	0.0009	0.4161	0.3796
5	0.2986	0.2358	0.3253	0.0490	0.0336	0.0577
6	0.0681	0.0455	0.0823	0.6602	0.0623	0.0816
7	0.1427	0.4871	0.0317	0.0107	0.1923	0.1355
8	0.0815	0.1486	0.0091	0.2437	0.2710	0.2461
9	0.2803	0.0192	0.5409	0.0355	0.0247	0.0994

En la Figura 4-9 se muestran los factores de participación de las barras al modo crítico del sistema. Se observa que la barra 5 tiene el mayor factor de participación, aunque el valor de participación de la barra 9 está cercano al valor de participación en la barra 5. Esto indica que si se incrementa la potencia reactiva la barra 5 y 9 contribuyen con 29.8% y 28% respectivamente.

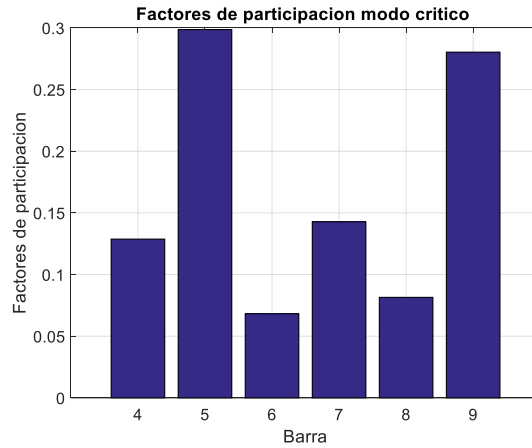


Figura 4-9 Factores de participación modo crítico 1, IEEE 9

4.2.3 Curva PV en condiciones base

Se realizaron curvas PV y QV para conocer los puntos de colapso del sistema en condiciones nominales. La Figura 4-10 presenta las curvas PV y QV del sistema. En la Figura 4-10a se observa que la barra 5 es la primera que alcanza el punto de colapso, seguido de las barras 9 y 7. Estos nodos corresponden a las barras de carga del sistema. Un resultado similar se observa en las curvas QV.

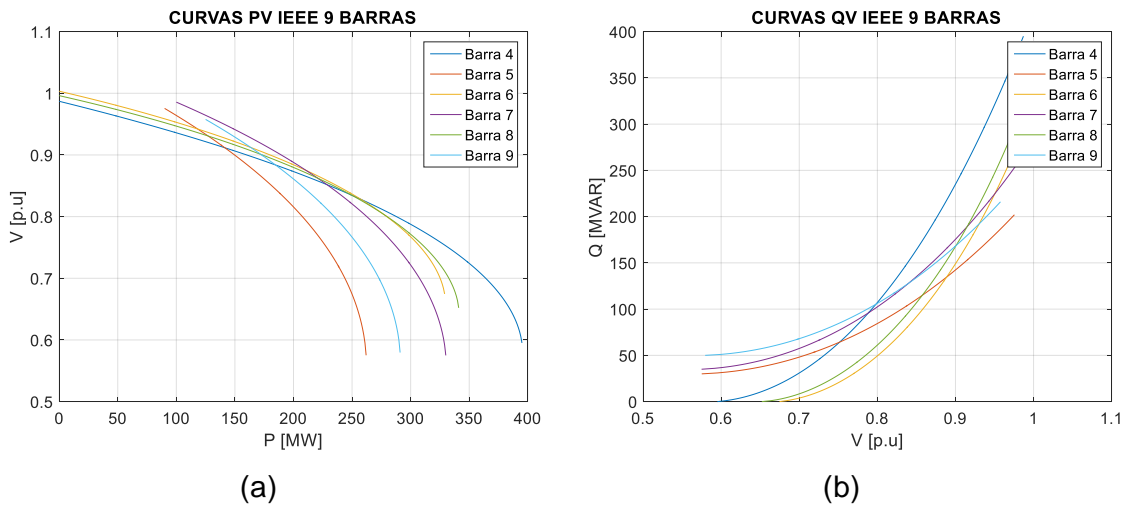


Figura 4-10 Curva PV y QV IEEE 9 barras

Con el resultado de las curvas se validan los resultados obtenidos en la sección anterior donde se encontraron las barras sensibles y con menor límite de cargabilidad. En la Tabla 4-5 se observan los datos obtenidos con la creación de las curvas PV. Al crear estas curvas se identifica el punto de colapso del sistema para las condiciones iniciales, con el objetivo de conocer el comportamiento de las potencias y tensiones, en el punto de colapso y en el margen del 5%

Tabla 4-5. Datos curva PV y QV

Datos \ Barra	4	5	6	7	8	9
Pinicial	0	90	0	100	0	125
Pfinal	395	262	329	330	341	291
Qinicial	0	30	0	35	0	50
Qfinal	395	202	329	265	341	216
Vinicial	0,987	0,975	1,003	0,986	0,996	0,958
Vfinal	0,595	0,575	0,675	0,575	0,652	0,580
VSM	395	172	329	230	341	166
VSMp 5%	375,25	248,9	312,55	313,5	323,95	276,45
Vp final 5%	0,679	0,688	0,744	0,685	0,730	0,692
VSMq 5%	375,25	191,9	312,55	251,75	323,95	205,2
Vq final 5%	0,679	0,835	0,744	0,821	0,730	0,855

4.2.4 Análisis de datos

En la Tabla 4-6, se consideran todas las pruebas realizadas en los casos de estudio para analizar las variaciones relevantes de potencia activa y reactiva del sistema. Entre las simulaciones realizadas se consideraron casos de aumentos simultáneos, aumentos de potencia en factores aleatorios, aumentos de potencia partiendo de un 10% antes del valor colapso, aumentos de carga y generadores al tiempo; y finalmente múltiples casos considerando contingencias como salida de líneas. Se deben realizar todos estos escenarios, inclusive los que puede que no ocurran en una realidad, para garantizar que

la base de datos considera todos los casos posibles, combinaciones y no discrimine entre estos. Con el objetivo que las herramientas como redes neuronales tenga un mejor entrenamiento.

Para el caso de estudio IEEE 9 las contingencias posibles N-1 consideradas, son las aberturas de líneas en las barras 2, 3, 5, 6, 8, 9.

Tabla 4-6. Pruebas realizadas.

Pruebas	5	7	9
1	Aumentos por carga		
2	Todas las cargas aumentan al tiempo		
3	Aumentos de carga individual con las contingencias		
4	Aumentos simultáneos de carga con contingencias		
5	Cargabilidad del 10%		
6	Cargabilidad del 25%		
7	Cargabilidad del 45%		
8	Cargabilidad del 60%		
9	Cargabilidad del 80%		
10	Cargabilidad del 95%		
	Aumentos de forma aleatoria por carga		
11	Carga5*30%	Carga7*50%	Carga9*70%
12	Carga5*70%	Carga7*30%	Carga9*50%
13	Carga5*50%	Carga7*70%	Carga9*30%
	Aumentos aleatorios desde el 10% del punto colapso		
14	Carga5*3%	Carga7*2%	Carga9*1%
15	Carga5*1%	Carga7*3%	Carga9*2%
16	Carga5*2%	Carga7*1%	Carga9*3%

Teniendo en cuenta las pruebas seleccionadas se grafican todos los datos obtenidos de las simulaciones en el punto de colapso para conocer el comportamiento que tiene la potencia activa (P), reactiva (Q) y la tensión en diferentes escenarios, como se puede observar en la Figura 4-11 y 4-12. Lo anterior con el objetivo de identificar si existe algún patrón o tendencia de P y Q, y observar la variación de la tensión con respecto a la potencia. En el anexo A se encuentran las tablas con los datos para una mayor información.

De la Figura 4-11 se concluye:

- Los casos en los que se observan tensiones con valores cercanos son aquellos con contingencias considerando que las cargas aumentan de forma independiente.
- Los valores de potencia en los nodos llegan a disminuir considerablemente cuando se realizan contingencias considerando que todas las cargas aumentan de forma simultánea.
- Los valores de tensión en los puntos de colapso tienden a separarse más entre ellos cuando se realizan casos de contingencia y aumentos de forma simultánea. Específicamente, se observa que la tensión en la barra 5 decrece cuando se realizan las contingencias de la línea 2 y 3. Mientras que las tensiones en las otras barras se mantienen con valores superiores.

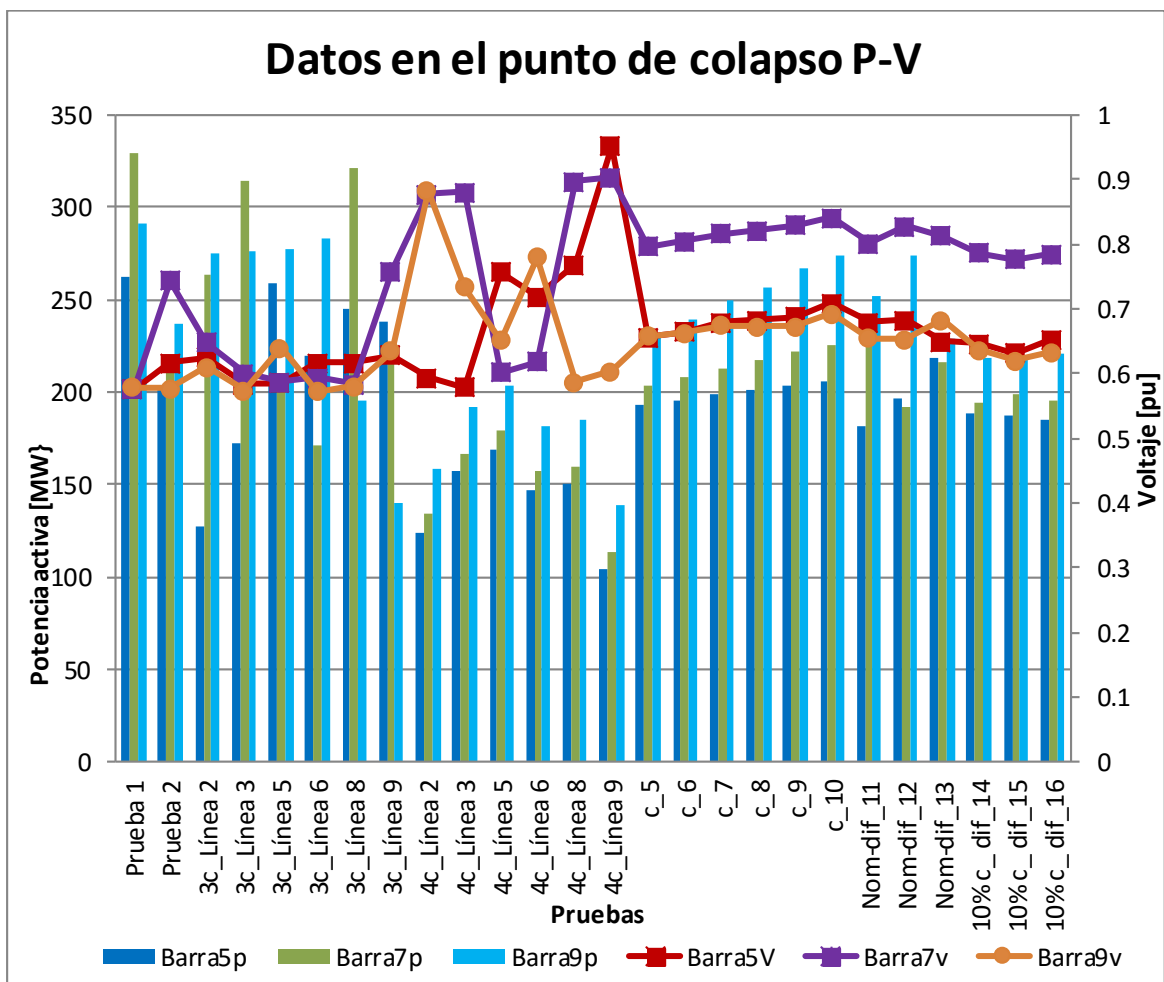


Figura 4-11 Comportamiento del sistema en el punto de colapso, datos PV

- Las cargas tienen un comportamiento diferente cuando se realizan variaciones en la potencia. En los casos de cargabilidades, la barra que siempre se mantiene por encima de las demás en potencia es la barra 9 pero las tensiones más bajas se encuentran en las barras 9 y 5. Mientras que en los casos de contingencias las barras 7 y 9 tienden a tener valores superiores y aleatorios de potencia, considerando si el caso es de aumento de carga independiente o simultaneo.

La Figura 4-12 representa el comportamiento de la potencia reactiva con respecto a la tensión en el punto de colapso. En este caso se graficó la tensión y la potencia reactiva obtenida para cada uno de estos casos en el punto de máxima transferencia de reactiva en las barras bajo estudio de la curva QV.

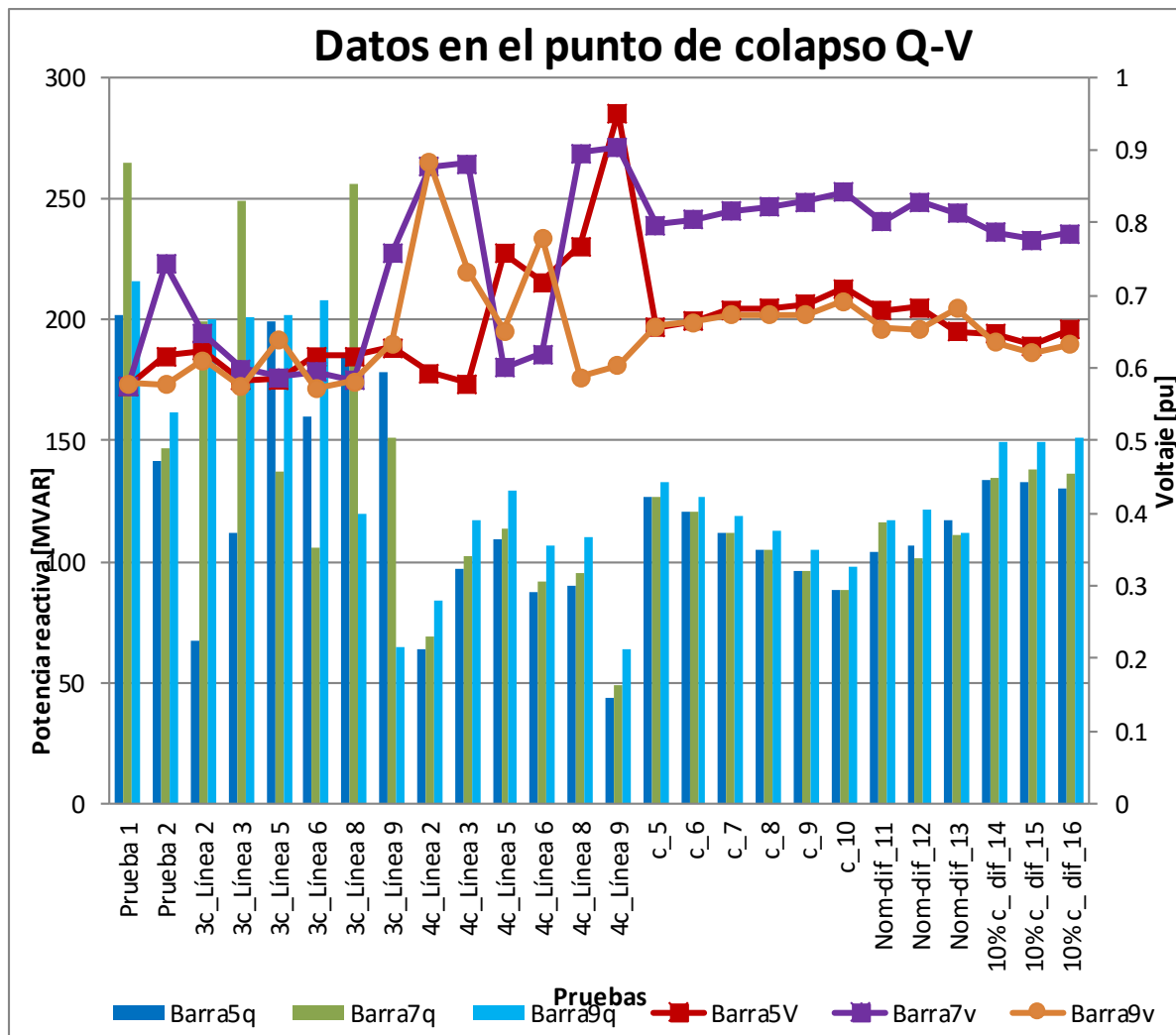


Figura 4-12 Comportamiento del sistema en el punto de colapso, datos Q-V

En esta figura se observa lo siguiente:

- Similar al comportamiento de la potencia activa, los casos más críticos son las contingencias que consideran aumentos simultáneos de las cargas, en este punto las tensiones tienen el mismo comportamiento.
- La barra 5 en general es la que alcanza más rápido el punto de colapso y por lo tanto tiene el menor valor de potencia reactiva.
- Cuando se realizan los escenarios de variaciones de carga, se observa que la potencia reactiva disminuye a medida que se aumenta el escenario de cargabilidad, mientras que con la potencia activa los valores se mantienen muy cercanos, no descienden.
- Cuando se realizan incrementos de carga del 95% del valor máximo obtenido con la curva PV, se observa que independientemente que las cargas aumenten en factores aleatorios, la carga 5 es la que tiene el menor valor de Q en cada uno de los casos. Al igual que en P, siendo esta barra la más crítica.

A continuación, se muestran las gráficas usando la técnica de boxplot explicada anteriormente. En la Figura 4-13 se muestran los diagramas para observar de forma la información de las pruebas más relevantes realizadas de la anterior tabla. En la Figura 4-13a se observan los escenarios de contingencia y en la Figura 4-13b se observan las variaciones en la carga. En estos gráficos se observa que en los casos de contingencia los datos concentrados en el primer cuartil se encuentran en un rango de 0.7 y 0.75 pu, mientras que, en los casos de incrementos de carga, la caja más baja es en el cuartil de las barras 5 o 9, aproximadamente en 0.8pu. También se observa que las tensiones más altas en el sistema para ambos escenarios lo obtienen las barras 6 y 8.

Figura 4-13b se observan los márgenes de la tensión en el 95% de la curva PV y QV. De esta figura nos damos cuenta de que las tensiones en ambos casos se encuentran cercanas entre ellas, la mayor concentración de datos que varían se encuentra en la barra 9. La media de los datos en el caso de la potencia reactiva se encuentra por debajo que en el caso de la potencia activa. La barra 8 para ambos casos tiene el dato de menor valor de tensión en el punto de colapso y el mayor lo tiene la barra 9.

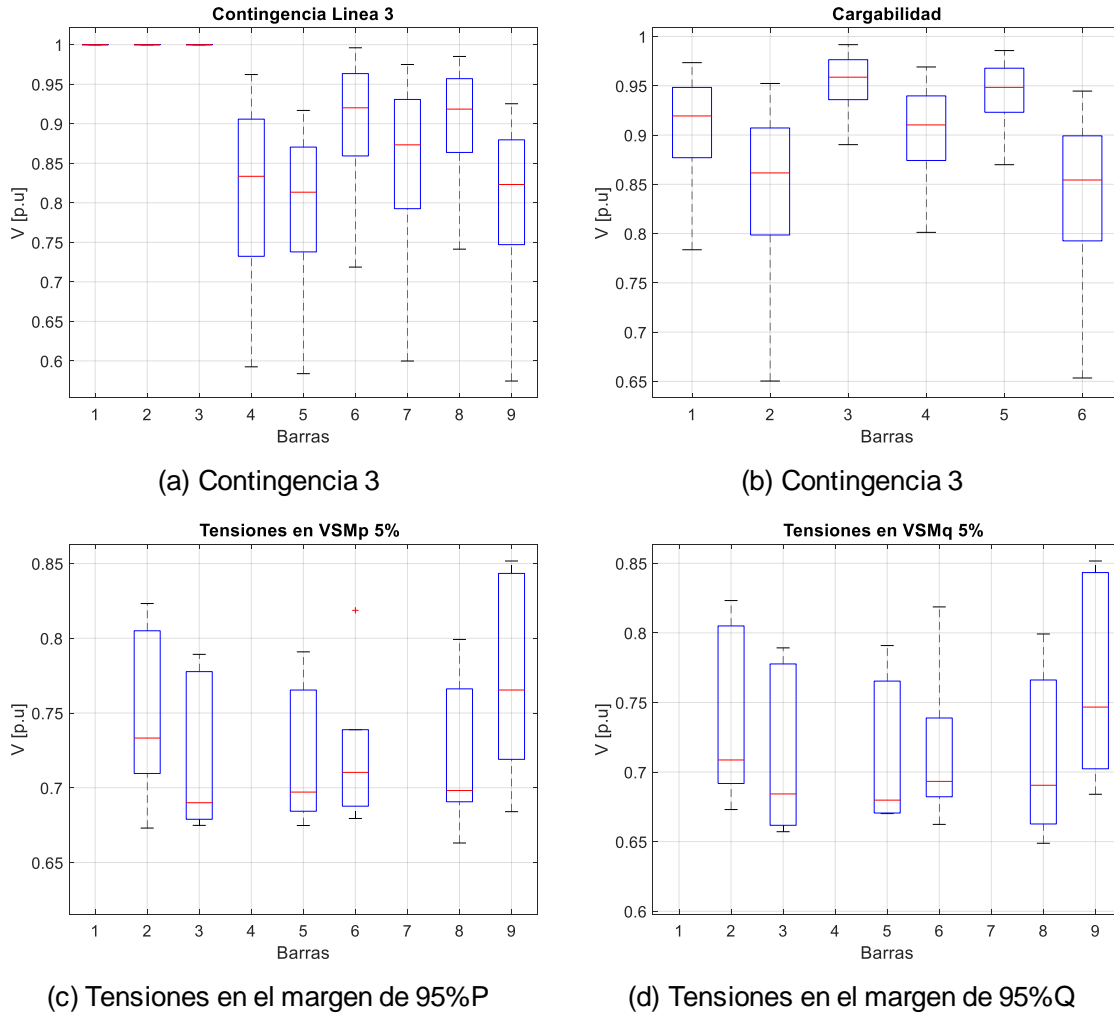


Figura 4-13 Boxplot contingencias IEEE 9

De estos resultados observamos que el analizar los datos de diferentes escenarios se pueden obtener datos para modelar y caracterizar las variaciones de las potencias con respecto a las tensiones. También se encuentran cuáles son los escenarios más críticos y los porcentajes de variación de carga más riesgosos. De esta forma se pueden identificar patrones en el comportamiento de la potencia y así, generar criterios que pueden dar información sobre cómo se encuentra el sistema de potencia, con el objetivo de mostrar índices o incluirlos como herramientas para el análisis en tiempo real.

4.2.5 Red neuronal

Para identificar la salida o target de la red neuronal e identificar los estados del sistema, teniendo en cuenta las simulaciones anteriores y las condiciones de operación encontradas. Se realizaron simulaciones para observar la separación de las curvas medidas por las PMUs cuando el sistema se acercaba al punto de colapso y conocer los patrones entre ellas. Se utilizó MATPOWER, para simular condiciones de operación como aumentos de carga. En Tabla 4-7 se presentan las pruebas realizadas para conocer el patrón que tienen las separaciones de las lecturas de las tensiones en las barras específicas donde se ubican las PMU, las cuales serían en el nodo 4,6,8.

Tabla 4-7 Pruebas realizadas para calcular la separación de las curvas

PRUEBA	DESCRIPCIÓN
1	Todas las cargas cambian
2	Solo cambia la carga 5
3	Solo cambia la carga 7
4	Solo cambia la carga 9
5	Solo cambia la carga 5 y 7
6	Solo cambia la carga 5 y 9
7	Solo cambia la carga 7 y 9
8	Todas cambian en diferente factor

En la Figura 4-14 se observa que al inicio de las simulaciones las lecturas de cada PMU, se encuentran cercanas entre ellas y a medida que se acerca al punto de colapso las curvas se comienzan a separar hasta que alcanzan el punto de colapso. Esto se observa independiente del escenario de aumento de carga que se haya realizado, ya sea aumento de carga de forma individual, como combinaciones entre ella y todas aumentando de forma simultánea.

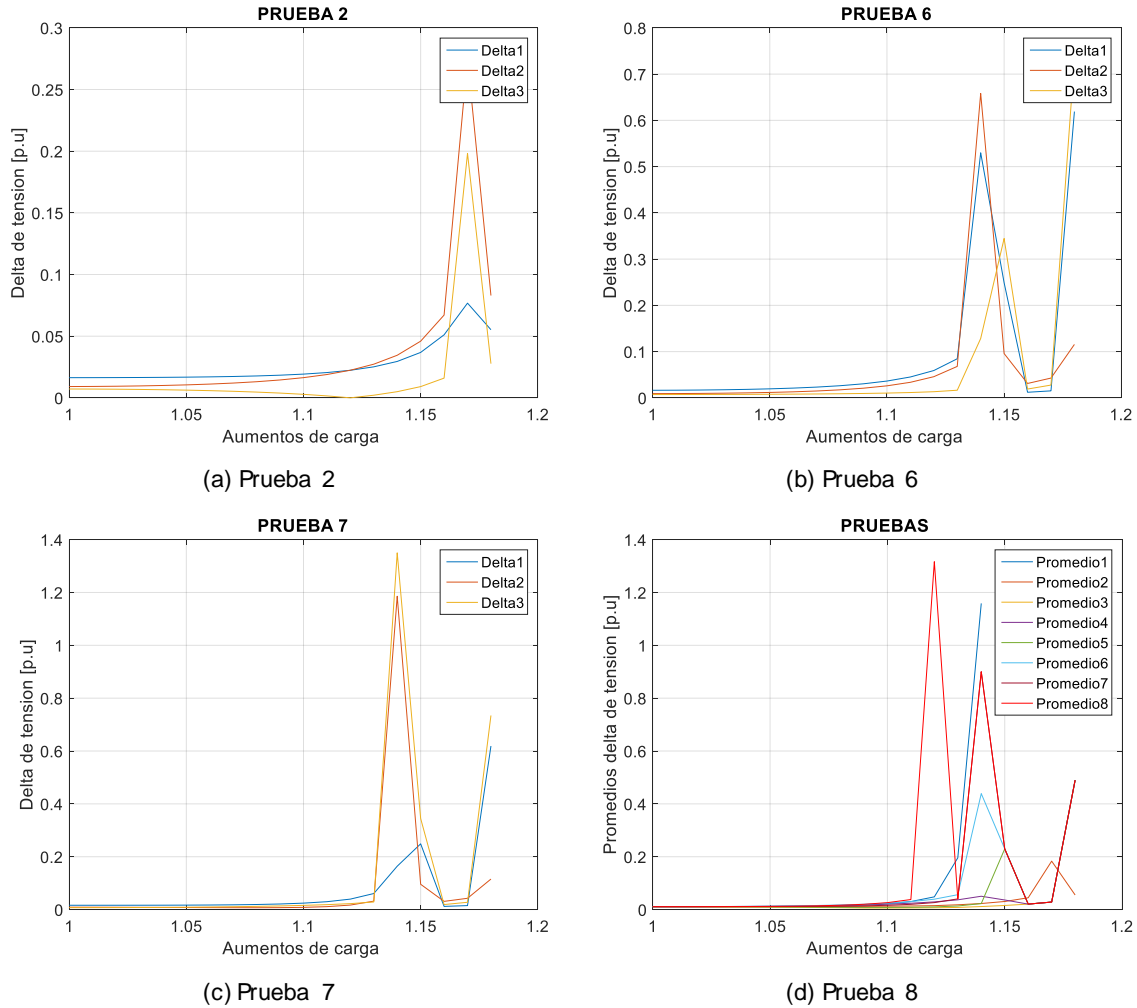


Figura 4-14 Graficas Deltas y promedio de separación

De las gráficas anteriores se observa que existe un patrón en la separación de las curvas de lecturas de las PMU cuando el sistema se acerca al colapso, en cada uno de los escenarios de variación de carga realizados, mencionados en la tabla 4-7. De acuerdo con esto y para encontrar el criterio de la salida de la red neuronal, se implementaron las siguientes ecuaciones (50) y (51) teniendo en cuenta las lecturas realizadas por las PMU.

$$\Delta V = \max\{|V_{pmu1} - V_{pmu2}| \quad |V_{pmu1} - V_{pmu3}| \quad |V_{pmu2} - V_{pmu3}|\} \quad (50)$$

$$\Delta V_{prom} = \frac{|V_{pmu1} - V_{pmu2}| \quad |V_{pmu1} - V_{pmu3}| \quad |V_{pmu2} - V_{pmu3}|}{3} \quad (51)$$

En la Tabla 4-8 se observa los deltas mínimos y máximos obtenidos, y el promedio en cada uno de los casos descritos anteriormente. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos anteriormente, el delta mínimo obtenido fue de 0.000030 y el delta máximo de 0.275. En el caso de tener en cuenta todos los valores de cada una de las curvas de lectura, se obtuvo el promedio mínimo de 0.005972 y el máximo de 1.316

Tabla 4-8 Resultados encontrados

PRUEBA	DELTA		PROMEDIO	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1	1,738	0,00719	1,159	0,010912
2	1,738	0,00719	0,183	0,010912
3	1,738	0,00719	0,49	0,005972
4	0,275	0,00003	0,49	0,010912
5	0,619	0,00003	0,49	0,008262
6	0,619	0,00003	0,49	0,010912
7	0,735	0,000512	0,9	0,010912
8	0,735	0,000512	1,316	0,010912

De acuerdo con los valores obtenidos se seleccionan los targets de las redes neuronales para reconocer los patrones, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

Para la red neuronal que tiene en cuenta los deltas de tensión y promedio:

- Para valores menores a 0.035 el sistema es estable.
- Para valores entre 0.035 y 0.1 el sistema presenta riesgo.
- Para valores superiores a 0.1 ya presenta un tipo de inestabilidad.

Creación de la red neuronal

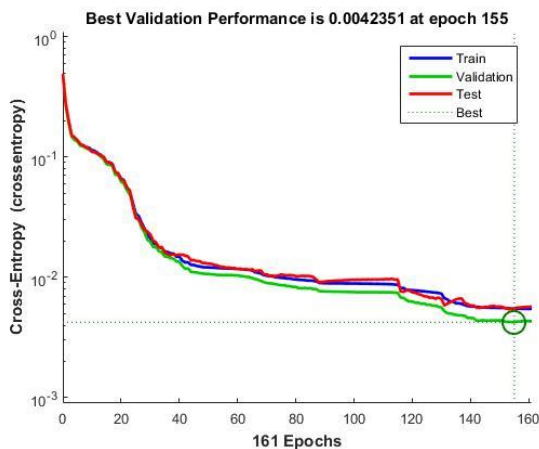
Se realizaron dos tipos de redes neuronales de acuerdo con las ecuaciones (50) y (51), la primera llamada red de deltas y la segunda red de promedio. La red de promedios que tiene en cuenta todos los valores de cada curva de las PMU, obteniendo el delta de variación entre cada una de ellas.

Para realizar la red se utilizó el toolbox de MATLAB, llamado nstart. Para el entrenamiento de la red neuronal se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Los valores de tensión recibidos por cada una de las PMU
- El target que corresponde a 3 estados (Estable- En riesgo-Inestable) de acuerdo al patrón percibido por las PMU.
- El número de neuronas ocultas es de 10
- Los datos de entrenamiento que se usaron son el 70% correspondiente a 14001 muestras.
- Los datos de validación que se usaron son el 15% correspondiente a 3000 muestras.
- Los datos de prueba que se usaron son el 15% correspondiente a 3000 muestras.

Para la creación de la red de promedios se obtuvo un valor de error de entrenamiento de $3.49975e-1$, error de validación de $2.3333e-1$ y un error de prueba de $2.6666e-1$, en total se realizaron 161 iteraciones.

En la Figura 4-15 se observan las figuras de rendimiento de la red y las matrices de confusión para cada una de las fases. De estas graficas observamos que la curva de la fase de validación se encuentra por debajo de la fase de entrenamiento y el valor que alcanza no se estabiliza, sino que continúa disminuyendo, lo cual indica que la red no tuvo un sobre entrenamiento que pueda ocasionar que clasifique los patrones de forma errónea. En el caso de las matrices de confusión, en la Figura 4-15b, se obtuvo unos porcentajes de 99.7 y 99.8 en las matrices de entrenamiento y validación, respectivamente. Es decir, siendo el 70% de los datos de entrenamiento, 5362, solo 23 datos fueron erróneos.



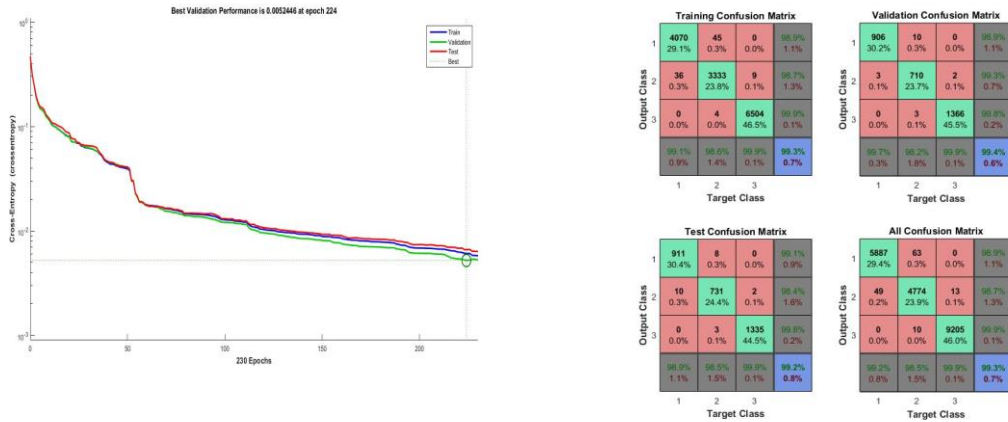
(a) Rendimiento de la red



(b) Matriz de confusión

Figura 4-15 Fases de la Red neuronal 1

En la creación de la red de los deltas máximos de las curvas de lecturas de las PMU de la ecuación (50), se obtuvo un valor de error de entrenamiento de $6.7138 \cdot 10^{-1}$, error de validación de $6.000 \cdot 10^{-1}$ y un error de prueba de $7.66 \cdot 10^{-1}$ con 220 iteraciones. En la Figura 4-16 se observa la graficas de rendimiento de la red y las matrices de confusión para cada una de las fases. De estas graficas observamos que la curva de la fase de validación se encuentra por debajo de la fase de entrenamiento y no se establece, sino que sigue disminuyendo. En el caso de las matrices de confusión, Figura 4-16b, obtuvo unos porcentajes de 99.2 y 99.3 en las matrices de entrenamiento y validación, respectivamente. Es decir, siendo el 70% de los datos de entrenamiento, 4070, colocó 45 datos erróneos.



(a) Rendimiento de la red

(b) Matriz de confusión

Figura 4-16 Red Neuronal 2

4.2.6 Simulación en el dominio del tiempo

En este apartado se realizan simulaciones en el tiempo con el objetivo de conocer y verificar que la red neuronal es capaz de identificar los estados de la red ante cambios en la potencia de carga, lo cual se compara con el cálculo del índice DVI, y así se verifica el comportamiento del sistema ante estos dos métodos.

De acuerdo con los valores definidos en la sección anterior, la red neuronal durante la simulación puede identificar 3 estados en el sistema empleado, es decir:

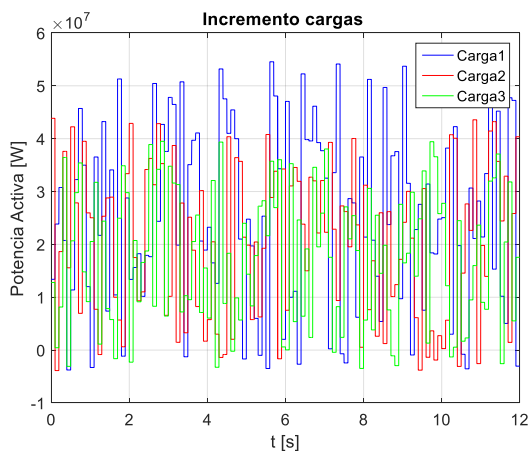
- 1, el sistema es estable.
- 2, el sistema tiene riesgo
- 3, el sistema ya presenta inestabilidad.

En este caso se utilizan modelos dinámicos de carga de Matlab conformado por una parte estática y dinámica. Se seleccionaron porcentajes de variación dinámica y se multiplicaron por un factor de datos normalmente distribuidos para que la carga tenga un comportamiento aleatorio en el tiempo. Las cargas inician desde sus valores nominales, el 80% de sus valores nominales es de la parte estática y el 20% es dinámico, lo cual se muestra en la tabla 4-9.

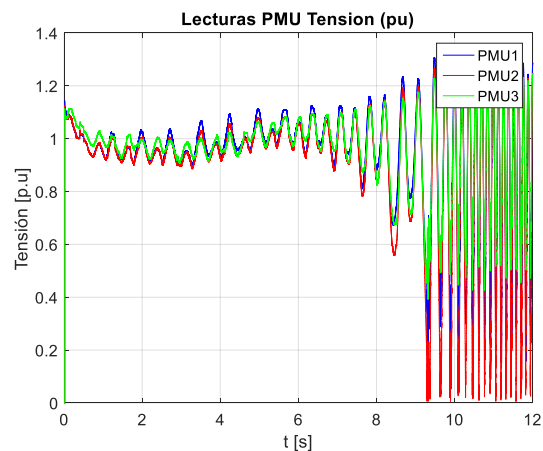
Tabla 4-9 Valores Nominales cargas

CARGA	NOMINALES		ESTÁTICO 80%		DINÁMICO 20%	
	P [MW]	Q [MVA \bar{r}]	P [MW]	Q [MVA \bar{r}]	P [MW]	Q [MVA \bar{r}]
1	125	50	100	40	25	10
2	100	35	80	28	20	7
3	90	30	75	24	18	6

La Figura 4-17 presenta el caso donde se aumenta en un 50% los valores en todas las cargas. En la figura se muestran las lecturas iniciales de las PMU, la comparación del índice dinámico de tensión y las dos redes neuronales de deltas y promedio con el fin de comparar los diferentes estados del sistema, siendo el enfoque principal el análisis de la estabilidad de tensión a largo plazo.



(a) Variación de carga



(b) Lectura PMUs

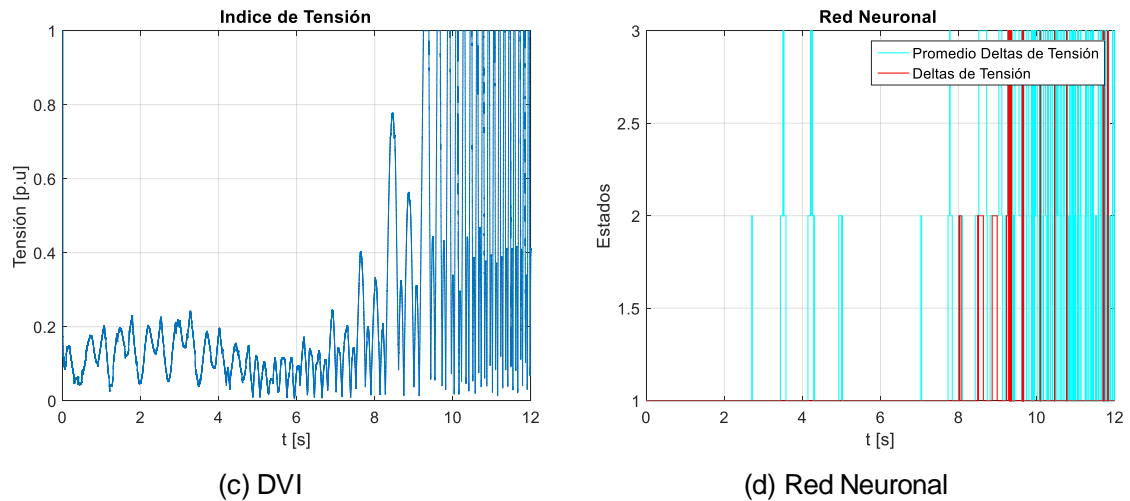


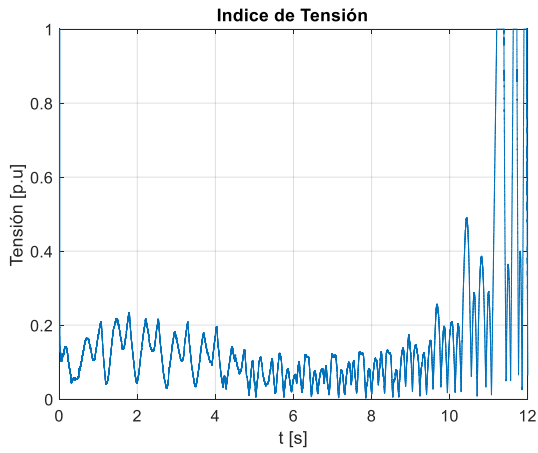
Figura 4-17. Simulación dinámica con la red neuronal.

De los resultados anteriores se observa que un escenario de variación del 50% de la carga, el sistema es inestable para la tensión. Si en este caso se tuviera en cuenta la actuación de protecciones por baja tensión en valores de 0.8 voltios la protección habría actuado, por lo tanto, los interruptores de las líneas que alimentan esa carga habrían abierto y quedaría desconectada la carga.

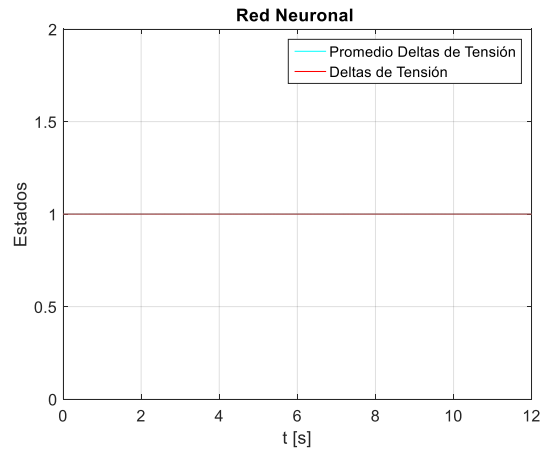
Los resultados del DVI evalúan la estabilidad enfocada a la magnitud de tensión, teniendo en cuenta la comparación de la tensión leída por las PMUs en un instante de tiempo contra el valor límite establecido. Se observa el comportamiento de las dos clases de redes creadas (Deltas vs Promedio). La red neuronal de delta tiene el comportamiento más preciso contrastándolo con los resultados del DVI. En cambio, la que se basa en los promedios por momentos se podría decir que se confunde en clasificar los estados cuando inicia el riesgo y cuando colapsa. Al iniciar los aumentos de carga superiores al 40% se observa cómo la red neuronal establece los estados del sistema durante la simulación, teniendo en cuenta los targets programados y el entrenamiento.

En Figura 4-18 se realizaron pruebas en las que se simulan fallas en las PMUs, es decir no recibir ningún tipo de información por parte de ellas. Con el objetivo de encontrar si existe alguna relación entre los nodos importantes de la red dependiendo de la ubicación de las PMU. En estos casos se simuló la falla en la PMU como si entraran solo datos con valores de cero y en casos donde existía colapso de tensión (80% aumento de la carga). Se realizaron simulaciones para cada una de las PMU (últimas tres pruebas) para analizar

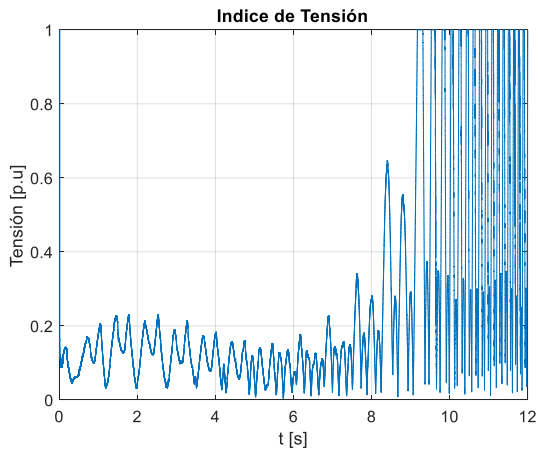
como la red identificaba los estados del sistema.



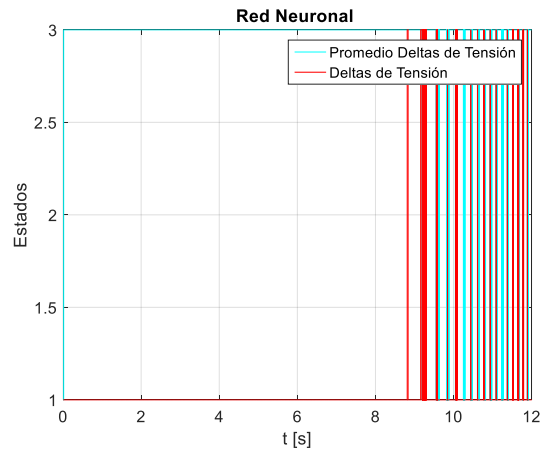
(a) Prueba 70% carga, falla PMU 1



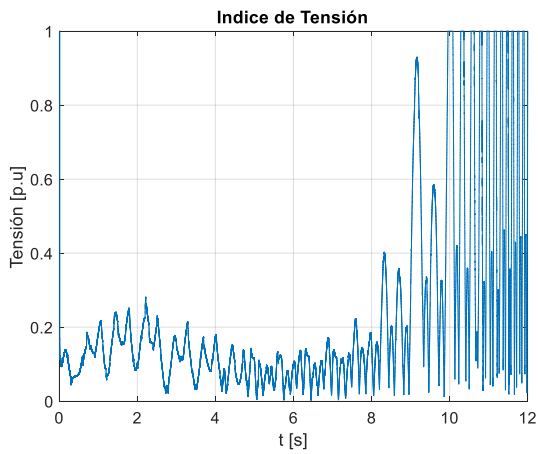
(b) Prueba 70% carga, red



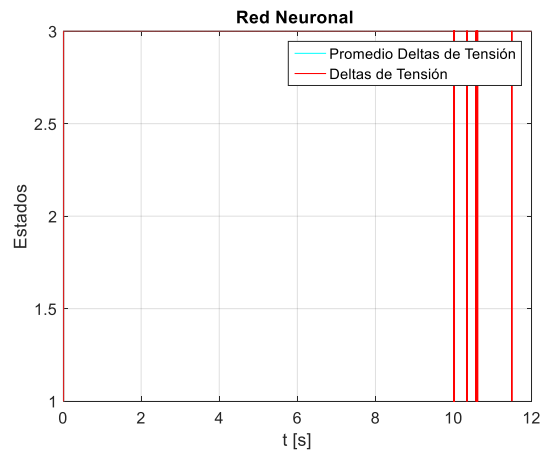
(c) Prueba 70% carga, falla PMU 2, DVI



(d) Prueba 70% carga, falla PMU 2, red



(e) Prueba 70% carga, falla PMU 3



(f) Prueba 70% carga, red

Figura 4-18 Fallas en las PMU

Al realizar estas pruebas se encontró que al fallar la PMU 1 o la PMU 3, la red no es capaz de definir con precisión los estados del sistema partiendo del estado de riesgo. Al fallar la PMU 1, figura 4-18a, la red solo percibía el estado estable, sabiendo que el sistema en 10s colapsaba. Al fallar la PMU 2, el sistema si identificaba los estados del sistema, pero en este caso la red de los deltas fue la más precisa, al compararla con la de los promedios y con el índice. Al fallar la PMU3, el sistema tampoco es capaz de identificar el estado correctamente del sistema. Por lo tanto, de los resultados obtenidos de los nodos 4 (PMU1) y 8 (PMU3) se concluyen que estos son los más relevantes al momento de realizar la identificación de estados del sistema.

Finalmente, se muestra que la red neuronal permite determinar el estado del sistema de forma rápida y podría ser empleado para análisis fuera de línea y en tiempo real. Los inconvenientes que se encuentran al emplear la red neuronal es la alta cantidad de datos necesarios y otra es la calidad de los datos que se requieren para entrenar la red de lo cual dependerá los resultados que entregue la red neuronal. Es importante mencionar que el target es parte fundamental ya que define lo que se obtendrá a la salida de la red y que depende del criterio seleccionado. Por lo tanto, son necesarios los estudios estáticos y dinámicos con el fin de identificar patrones de comportamientos y así, obtener el target más apropiado

4.3 Caso de prueba IEEE 14

Similar al caso anterior, se aplican las mismas técnicas y desarrollos para comparar la metodología propuesta con diferentes casos de estudio. La Figura 4-19 muestra el diagrama del caso de estudio IEEE 14. Los datos del caso de estudio IEEE 14 se encuentran en las bases de datos de Matpower. Este sistema está compuesto por 2 generadores, 3 compensadores y 9 cargas.

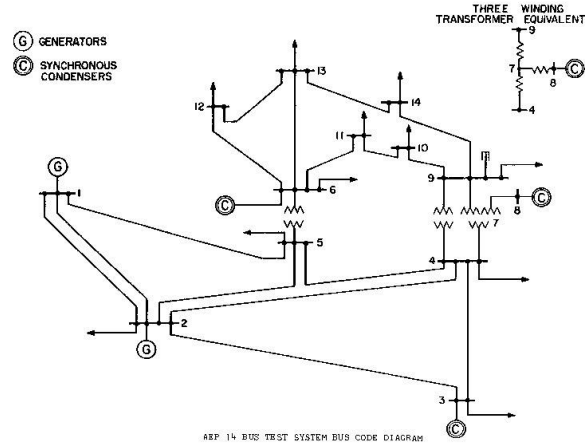


Figura 4-19 Caso de prueba IEEE 14 barras

4.3.1 Análisis de sensibilidad.

Teniendo en cuenta la técnica explicada en la sección anterior, para el caso del IEEE 9 se realiza el análisis de sensibilidad, considerando aumentos de la potencia activa y reactiva de la carga. En la Figura 4-20 se observa el efecto que tiene la inyección de potencia en la cargabilidad de los elementos. En esta figura se observa que las barra 14, 10 y 9 presentan porcentajes más altos con respecto a los otros nodos, teniendo en cuenta que los nodos de carga de este sistema son el 4-5-7-9-10-11-12-13 y 14.

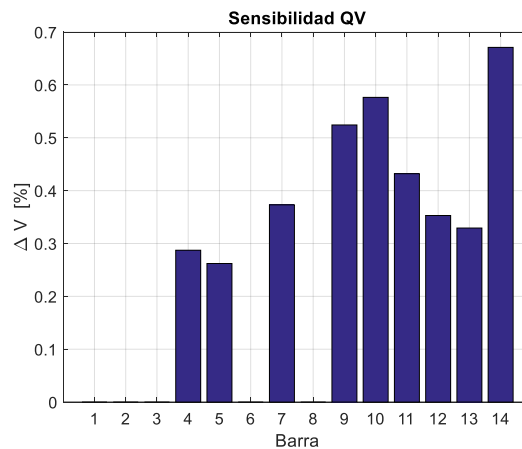


Figura 4-20 Sensibilidad QV del IEEE 14

4.3.2 Análisis Modal.

Similar al estudio anterior, en la Tabla 4-10 se observan los valores propios del sistema que representan los modos del sistema, el menor valor se considera como el modo crítico del sistema. Siendo en este caso el modo $\lambda_7 = 0.628$.

Tabla 4-10 Valores propios IEEE 14

λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	λ_{10}	λ_{11}
60.4804	37.3108	24.476	21.7781	14.6207	11.7209	0.628	9.6168	2.6288	4.8689	5.323

Teniendo en cuenta que este es el modo crítico del sistema, se deben conocer cuales barras tienen un mayor factor de participación en ese modo. En la Tabla 4-11 se muestran los factores de participación para el modo 7.

Tabla 4-11 Factores de participación IEEE 14.

Barra	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	λ_{10}	λ_{11}
4	0.531	1.864	0.081	0.024	0.257	0.089	0.012	0.000	0.005	0.001	0.000
5	0.454	0.002	0.054	0.087	0.300	0.089	0.011	0.001	0.000	0.001	0.001
6	0.005	0.001	0.636	0.035	0.024	0.029	0.097	0.092	0.060	0.009	0.011
7	0.008	0.232	0.013	0.442	0.022	0.059	0.065	0.021	0.119	0.017	0.002
8	0.00010	0.009	0.002	0.069	0.012	0.076	0.074	0.072	0.321	0.287	0.078
9	0.00027	0.586	0.017	0.032	0.011	0.061	0.092	0.105	0.065	0.021	0.009
10	2.190	0.158	0.003	0.236	0.133	0.016	0.111	0.111	0.045	0.043	0.145
11	4.430	0.005	0.044	0.057	0.032	0.230	0.121	0.119	0.000	0.019	0.374
12	1.710	5.529	0.009	0.000	0.003	0.072	0.142	0.282	0.275	0.208	0.009
13	9.100	0.000	0.140	0.015	0.185	0.193	0.132	0.197	0.110	0.001	0.027
14	1.870	0.006	0.001	0.003	0.022	0.087	0.143	0.000	2.000	0.393	0.344

En la Figura 4-21 se muestran los factores de participación de las barras a ese modo del sistema. Se observa que la barra 14 tiene el mayor factor de participación, aunque la barra 12 está cercana en participación a la barra 14. Esto indica que si se incrementa la potencia reactiva la barra 14 y 12 contribuyen con 187% y 170% respectivamente.

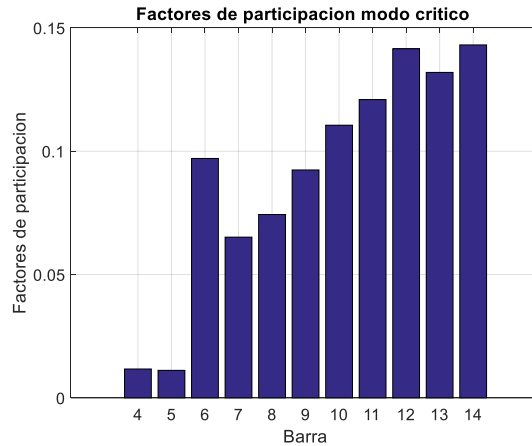


Figura 4-21 Factores de participación modo crítico 7, IEEE 14

De acuerdo con esto y al mayor número de barras que tiene este sistema con respecto al anterior y a la revisión de la literatura, las PMU se ubican en los nodos 2-6-7-9 y las barras en las cuales se enfocara el análisis siguiente serán las barras 14-13-12-11-10.

4.3.3 Curva PV en condiciones base

Se realizaron curvas PV y QV para conocer los puntos de colapso del sistema en condiciones nominales. La Figura 4-2222 presenta las curvas PV y QV del sistema. En la Figura 4-22a se observa que la barra 14 es la que primera alcanza el punto de colapso, seguido de la barra 12 y 10. Un resultado similar se observa en las curvas QV.

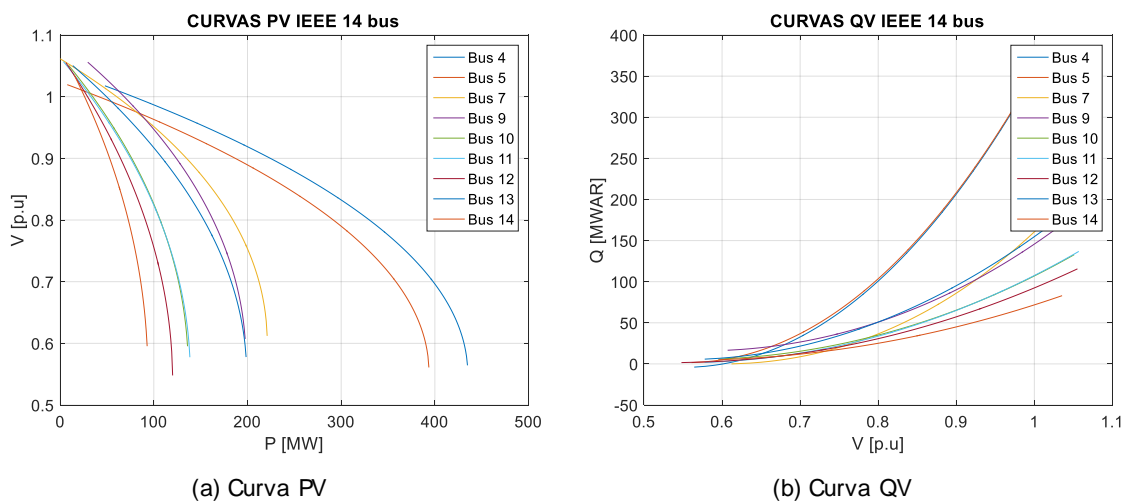


Figura 4-22 Curvas PV y QV IEEE 14

Con el resultado de las curvas se validan los resultados obtenidos en la sección anterior con la identificación de las barras sensibles y con la menor transferencia de potencia. En la Tabla 4-12 se observan los datos obtenidos con la creación de las curvas, con el objetivo de conocer el comportamiento de las potencias y tensiones, en el punto de colapso, en el margen del 5% y en valores de variación de carga y contingencias.

Tabla 4-12 Datos curva PV y QV

Datos \ Barra	4	5	7	9	10	11	12	13	14
Pinicial	47,8	7,6	0	29,5	9	3,5	6,1	13,5	14,9
Pfinal	434	393,6	221	197,5	136	138,5	120,1	198,5	92,9
Qinicial	-3,9	1,6	7,5	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5
Qfinal	383,1	387,6	221	184,6	132,8	136,8	115,6	190,8	83
Vinicial	1,018	1,020	1,062	1,056	1,051	1,057	1,055	1,050	1,036
Vfinal	0,564	0,561	0,612	0,607	0,595	0,578	0,548	0,578	0,595
VSM	387	386	221	168	127	135	114	185	78
VSMp 5%	413,06	373,92	209,95	187,625	129,2	131,575	114,095	188,575	88,255
Vp final 5%	0,667	0,667	0,722	0,706	0,688	0,677	0,666	0,676	0,680
VSMq 5%	363,945	368,22	209,95	175,37	126,16	129,96	109,82	181,26	78,85
Vq final 5%	0,758	0,680	0,722	0,761	0,709	0,691	0,706	0,710	0,767

4.3.4 Análisis de datos

En la Tabla 4-13, se consideran todas las pruebas realizadas para considerar las variaciones de potencia activa y reactiva críticas del sistema, teniendo en cuenta los casos definidos en la sección anterior, considerando que con el incremento de barras la combinación de escenarios aumenta de forma considerable. Para el caso de estudio IEEE 14 las contingencias posibles N-1 consideradas, son las aberturas de líneas 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-15-16-17-18-19-20

Tabla 4-13 Pruebas realizadas IEEE 14

Pruebas	9	10	11	12	13	14
1	Aumentos por carga					
2	Todas las cargas aumentan al tiempo					
3	Aumentos de carga individual con las contingencias					

4	Aumentos simultáneos de carga con contingencias					
5	Cargabilidad del 25%					
6	Cargabilidad del 45%					
7	Cargabilidad del 60%					
8	Cargabilidad del 95%					
	Aumentos de forma aleatoria por carga					
9	Carga*80%	Carga*45%	Carga*70%	Carga*30%	Carga*50%	Carga*20%
10	Carga*30%	Carga*20%	Carga*30%	Carga*80%	Carga*70%	Carga*30%
11	Carga*50%	Carga*80%	Carga*20%	Carga*45%	Carga*35%	Carga*50%
12	Carga*70%	Carga*50%	Carga*80%	Carga*20%	Carga*40%	Carga*70%
13	Carga*80%	Carga*30%	Carga*45%	Carga*50%	Carga*20%	Carga*80%
14	Carga*45%	Carga*70%	Carga*50%	Carga*20%	Carga*10%	Carga*45%

Para mostrar los datos en las gráficas solo se consideran los casos más críticos encontrados para lograr entender la información debido al gran número de escenarios y barras. De acuerdo con lo anterior, se graficaron las barras más sensibles identificados en el análisis anterior como las barras 9 a 12. En el caso de contingencias se muestran aberturas de las líneas 3-7-8-11-12-13 y 15. Estas líneas son las 2-3, 4-5,6-11,6-12,6-13 y 9-10.

Similar a lo explicado anteriormente y considerando los escenarios de la tabla anterior se grafican todos los datos de la simulación en el punto de colapso para conocer el comportamiento que tiene la potencia activa y reactiva en diferentes tipos de escenarios. En el anexo A se encuentran las tablas completas para una mayor información.

En la Figura 4-23 se observa el comportamiento de la potencia activa con la tensión de acuerdo con los escenarios, de esta figura se concluye:

- Similar al IEEE 9 las tensiones tienen un comportamiento similar cuando se realizan contingencias considerando que las cargas aumentan de forma simultánea y cada una de forma individual.
- Los valores de potencia llegan a disminuir considerablemente cuando se realizan contingencias considerando que todas las cargas aumentan al tiempo.
- La barra 9 tiene los mayores valores obtenidos en la potencia, encontrando los menores en la barra 11.
- Cuando se realizan contingencias y aumentos de carga de forma simultánea, los valores de tensión en los puntos de colapso tienden a separarse más entre ellos.

Específicamente se observa para ciertas contingencias que la barra 14 tiende a disminuir y las otras con tendencia a aumentar.

- Las barras 9 y 10, 12 y 13 tiene un comportamiento similar en tensión
- Las cargas tienen un comportamiento similar independiente de la carga que aumente, manteniéndose la barra 14 por debajo de todas.

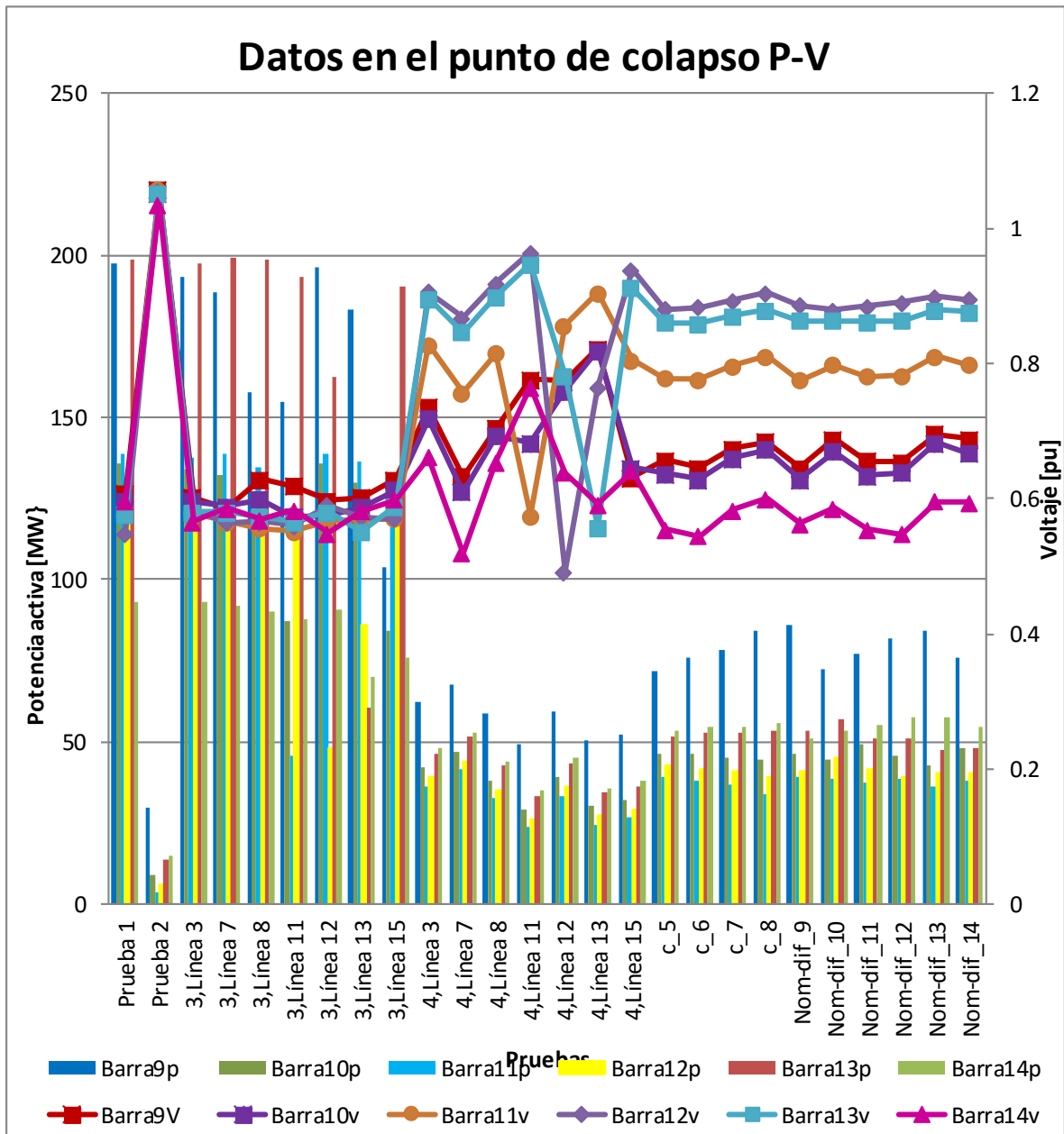


Figura 4-23 Comportamiento de P y V en el punto de colapso, IEEE 14

La Figura 4-24 representa el comportamiento de la potencia reactiva con respecto a la tensión en el punto de colapso. En este caso se graficó la tensión y la potencia reactiva obtenida para cada uno de estos casos en el punto de máxima cargabilidad de la curva QV.

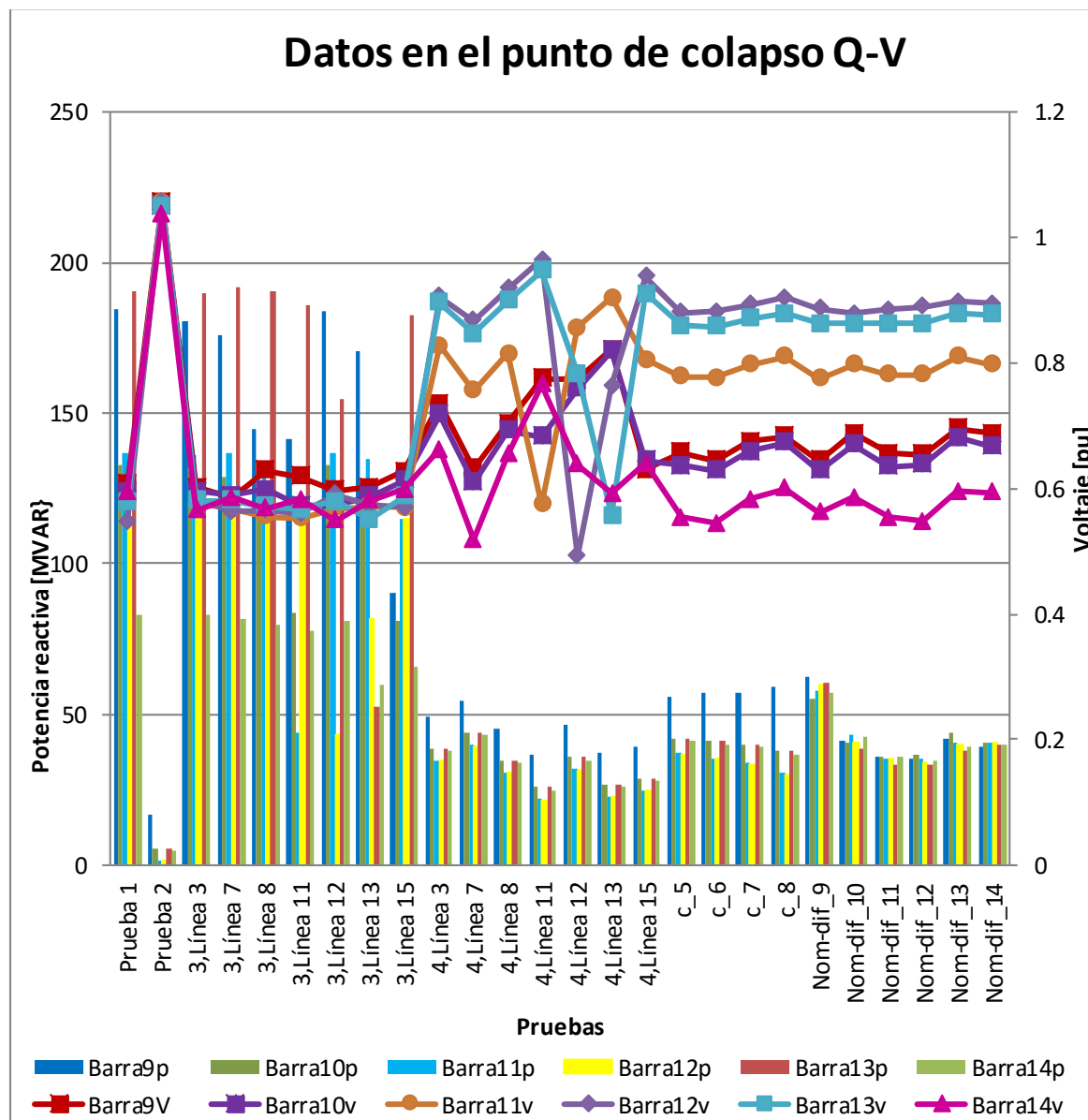


Figura 4-24 Comportamiento de Q y V, IEEE 14

De esta grafica se concluye:

- Similar al comportamiento de la potencia activa, los casos más críticos son las contingencias que consideran aumentos de carga simultáneos, en este punto las tensiones tienen el mismo comportamiento.
- La contingencia más crítica encontrada es en la línea 11, en este punto el margen de potencia reactiva es menor.
- La barra 11 en general es la que alcanza más rápido el punto de máximo de potencia y por lo tanto tiene el menor valor de potencia reactiva.
- Cuando se realizan los escenarios de cargabilidad, se observa que el comportamiento de la potencia reactiva es el de disminuirse a medida que se aumenta la cargabilidad. Mientras que con la potencia activa los valores se mantienen muy cercanos, no descienden, similar a lo obtenido en el IEEE 9.
- En la prueba 2 sobre los aumentos de cargas simultáneos y sin contingencia, se observa que en este caso se encuentran el menor valor de potencia reactiva y activa. Se alcanza el límite de transferencia más rápido y por ende los flujos no convergen aun teniendo valores de tensión por encima de los otros casos.

A continuación, se presentan los diagramas de caja previamente explicados. En la Figura 4-25 se muestran las pruebas más relevantes realizadas de la anterior tabla. En la Figura 4-25a se observan los escenarios de contingencia salida de línea 2-3, donde se observa que los cuartiles y medias de las barras se encuentran dentro del mismo rango.

En la Figura 4-25b se observa que las barras 10 y 11 tiene su media por debajo de las demás, aunque la barra 14 tiene la menor tensión. En cambio, en la abertura de la línea 13, se observa que en este caso las barras que sufren más variación son las 12, 13 y 14 resultando más riesgosas para este caso. Finalmente, en la Figura 4-25d, las cargabilidades muestran que la barra 14 es la que tiene las tensiones más bajas del sistema, las barras 12 y 13 son las que están más concentradas y tienen menor variación en sus datos de tensión.

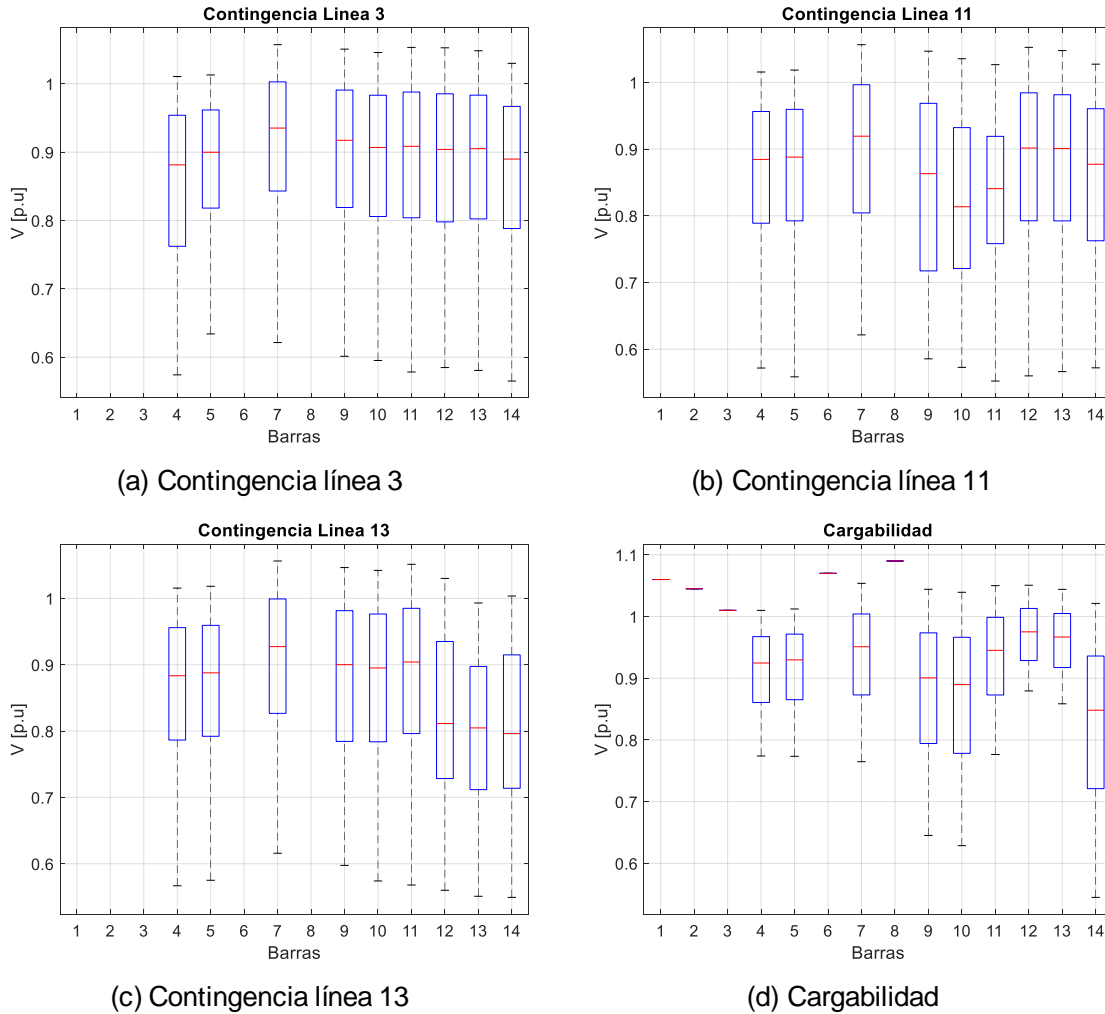


Figura 4-25 Boxplot IEEE 14

Teniendo en cuenta lo anterior, en la siguiente sección se realiza la creación de la red para estudios dinámicos y observar la respuesta del sistema ante diferentes condiciones de operación. Considerando que al ser un sistema diferente el número de PMUs para tener observabilidad es de 4, una PMU más que el caso anterior. Por lo tanto, es necesario al incrementar una entrada a la red, volver a crear el target de salida.

4.3.5 Red neuronal

Se realizó el mismo procedimiento para conocer si el criterio de la red neuronal anterior aplica para este sistema. En Figura 4-2626 se observa que al inicio de las simulaciones las lecturas de cada PMU, se encuentran cercanas y a medida que se acerca al punto de

colapso las curvas se comienzan a separar hasta que alcanzan el punto de colapso. Esto se observa independiente del escenario de aumento de carga que se haya realizado, observando la prueba 1 aumentan todas las cargas de forma simultánea y en la prueba 10 solo aumentan la carga 12 y 14.

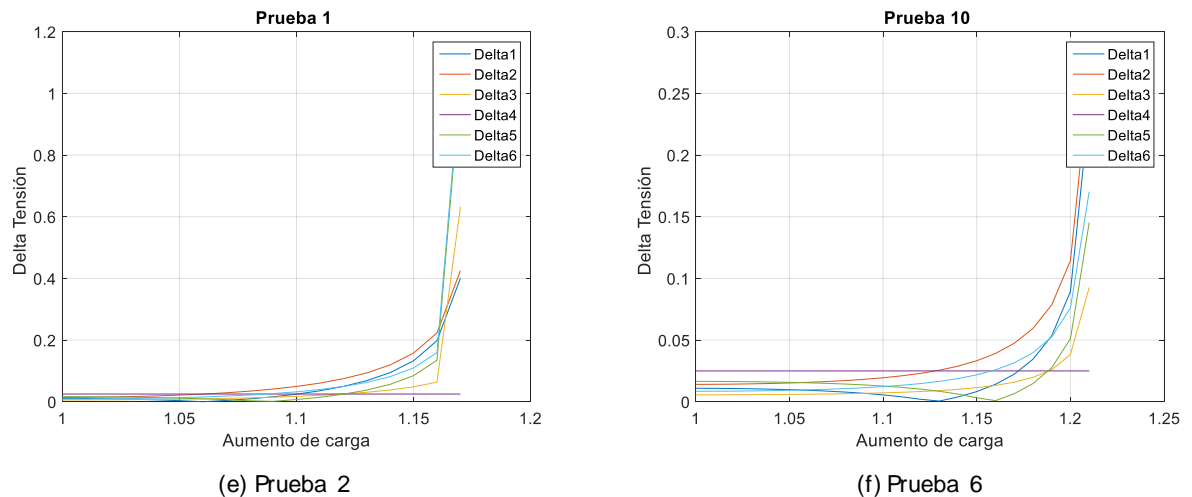


Figura 4-26 Pruebas deltas de tensión IEEE 14

Se realizó el cálculo de los deltas máximos y mínimos y se encontraron que se encuentran dentro del criterio de la red anterior. Considerando que en el IEEE 9 se probaron los dos tipos de criterio y se encontró que la red de los deltas tiene mejor resultado, para este caso de prueba solo se considerará esa. De acuerdo con los valores obtenidos se selecciona el target de la red neuronal para reconocer los patrones, teniendo en cuenta los mismos criterios seleccionados en la red anterior:

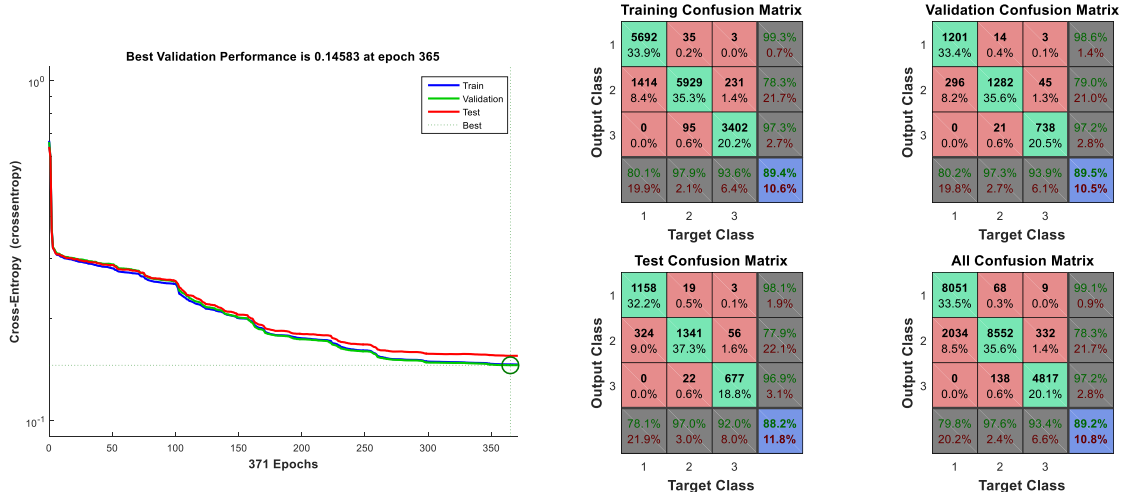
- Para valores menores a 0.035 el sistema es estable.
- Para valores entre 0.035 y 0.1 el sistema presenta riesgo.
- Para valores superiores a 0.1 ya presenta el sistema un tipo de inestabilidad.

Se debe realizar la creación de otra red debido a que en este sistema son 4 PMU y por lo tanto los datos de entrada de la red cambian. Se realiza el mismo procedimiento considerado en la sección anterior. Se utilizó el toolbox de MATLAB, llamado nstart. Para el entrenamiento de la red neuronal se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Los valores de tensión recibidos por cada una de las PMU(4 entradas)

- El target, correspondiente a 3 estados (Estable-En riesgo-Inestable) de acuerdo al patrón percibido por las PMU.
- El número de neuronas ocultas es de 10
- Los datos de entrenamiento que se usaron son el 70% correspondiente a 3978 muestras.
- Los datos de validación que se usaron son el 15% correspondiente a 852 muestras.
- Los datos de prueba que se usaron son el 15% correspondiente a 852 muestras.

Para la creación de esta red se obtuvo un valor de error de entrenamiento de $4.025e-1$, error de validación de $3.52e-1$ y un error de prueba de $2.94e-1$, en total se realizaron 371 iteraciones. En la Figura 4-27 se observan la graficas de rendimiento de la red y las matrices de confusión para cada una de las fases. De estas graficas observamos que la curva de la fase de validación se encuentra por debajo de la fase de entrenamiento y no se estabiliza, sino que continúa disminuyendo, lo que resulta en que la red no tuvo un sobre entrenamiento. En el caso de las matrices de confusión, Figura 4-277b, se obtuvo unos porcentajes de 99.6 y 99.6 en las matrices de entrenamiento y validación, respectivamente.



(a) Rendimiento de la red

(b) Matriz de confusión

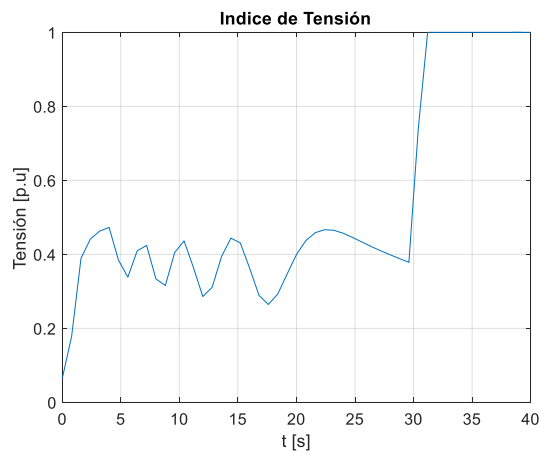
Figura 4-27 Red Neuronal IEEE 14

4.3.6 Simulación en el tiempo

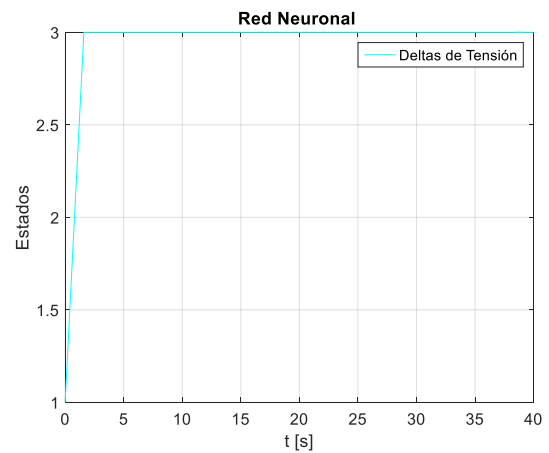
En las gráficas que se presentan a continuación se refieren a los casos críticos encontrados en diversas simulaciones variando el escenario de carga. Estas graficas

muestran inicialmente las lecturas de las PMUs, la comparación con el índice dinámico de tensión y con la red neuronal de deltas para comparar los diferentes estados del sistema, siendo el enfoque principal el análisis de la estabilidad de tensión a largo plazo. En estos casos el sistema fue implementado en el programa DigSilent que cuenta con modelos dinámicos y se implementaron diferentes escenarios.

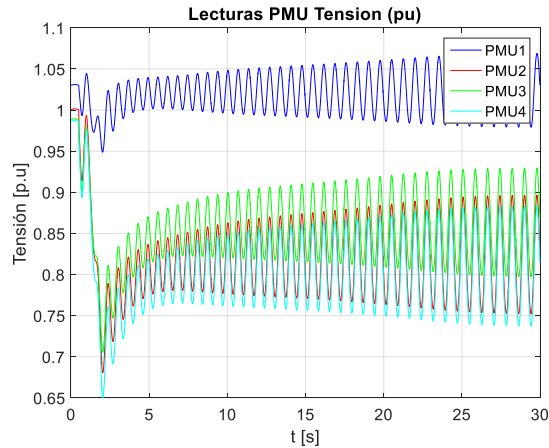
La Figura 4-28 muestra un escenario de contingencia, apertura de la línea 2-3 a los 0.5 y luego se consideró incremento de carga 14 que está en la barra 14 al 500% arrancando en 1 segundo y con duración 2 segundos. Similar al caso IEEE 9, se observa como el DVI se afecta cuando el sistema entra en un tipo de inestabilidad, observando como en las lecturas las PMU se ve una oscilación cuando se realiza el escenario de contingencia y de incremento de carga. En este caso se observa como la red al sistema entrar a una inestabilidad muestra como inmediatamente parte del estado 1 al 3, observando que cuando llega a ese estado no regresa al estado estable debido a que el sistema presenta un tipo de inestabilidad.



(a) DVI



(b) Red



(c) Lecturas PMU

Figura 4-28 Prueba IEEE 14

Teniendo en cuenta que en los sistemas de potencia cuando la tensión comienza a descender de 0.8 valores por unidad, el estándar como el NEMA relacionado a la calidad de energía establece que valores de tensión por debajo de 0.8 p.u. durante 500ms considera al sistema como si tuviera un colapso de tensión. Por lo tanto, es importante tener un indicador que muestre a los operadores de red en que valores de tensión podría existir riesgos de sufrir colapsos. Contrastando los valores obtenidos con el índice de tensión, se puede validar el funcionamiento de la red para predecir la inestabilidad de acuerdo con los criterios definidos, teniendo en cuenta la importancia de la identificación del target, el entrenamiento y la diversidad en los valores de entrada de la red.

5. Conclusiones, trabajos futuros y publicaciones

5.1 Conclusiones

En este trabajo se estudia el comportamiento de la potencia activa y reactiva ante diferentes escenarios con el fin de identificar regiones de operación estable, las cuales posteriormente fueron aplicadas a una red neuronal para lograr clasificar el riesgo de colapsos de tensiones en simulaciones en el tiempo.

- A partir de los resultados, Los generadores eólicos presentaron casos de colapsos de tensión para cargas estáticas y dinámicas, como la ZIP y el motor, mientras que el térmico hace que el sistema sea estable. Además, la carga de recuperación exponencial tiene el rango más amplio de variación en los diferentes casos. Con la carga dependiente de la frecuencia, los márgenes eran desconocidos debido a que los modelos de carga dinámica no son considerados por el modelo CPF.
- El modelo de carga ZIP con generación térmica conduce el sistema a un colapso de tensión con los casos simulados y el modelo ER no presenta inestabilidades con ambos generadores. Variaciones en la carga DF ocasionan problemas de inestabilidad. Finalmente, el aumento de motores, debido a cambios en el momento de inercia y torque, puede llevar al sistema a un colapso.
- Con las lecturas de las PMUs e identificando el patrón de comportamiento de estas frente a múltiples escenarios, es posible establecer índices, como la separación de las trayectorias, para generar criterios de riesgo del sistema
- El índice de separación de trayectorias presentado solo utiliza magnitudes de tensión lo cual la facilita la obtención de datos en línea y de esta forma reducir el tiempo de entrenamiento de la red neuronal y simplificar el análisis.

- Aún con un número menor de PMUs y de acuerdo con el índice de separación de trayectoria que estableció el criterio de salida de la red, es posible identificar los nodos cuya información es más relevante y de esta forma lograr conocer el riesgo.
- Con el método propuesto en esta investigación se puede identificar el riesgo que presenta un sistema ante diversos escenarios de operación, lo cual puede ser implementado en tiempo real y brindaría más información al operador al momento de tomar decisiones. Sin embargo, se debe considerar los datos necesarios para el entrenamiento de acuerdo con el tamaño del sistema.

5.2 Trabajos futuros

Se presentan una serie de aspectos que se pueden realizar en un futuro para seguir analizando el problema de los colapsos de tensión con el comportamiento de la carga:

- Investigaciones que utilicen datos obtenidos a partir de sincrofasores, para reconocer patrones de cambios en las cargas.
- Modelos y parámetros que representen mejor los efectos de diferentes tipos de carga y su efecto en las áreas críticas del sistema.
- Análisis de contingencias severas y otros tipos de escenarios de fallas.
- Incursión de nuevas tecnologías como las renovables y automóviles eléctricos que serán cargas intermitentes y afectarán el comportamiento del sistema.
- Análisis de sensibilidad en los cambios de la topología del sistema usando técnicas de inteligencia artificial.
- Nuevos diseños de esquema de control para evitar el colapso de tensión.
- Tener en cuenta mayor rango de variación en los flujos probabilísticos y en los rangos de variación en las cargas.
- Dependencia de la tensión y la frecuencia en el comportamiento de la dinámica del sistema
- Considerar en las simulaciones dinámicas, curvas del comportamiento de motores, cargas industriales y residenciales, en contraste con técnicas de monitoreo en línea y conocer su dinámica.

5.3 Publicaciones

Acevedo, L., Bothia, G., & Candelo, J. (2018). "Dynamic Voltage Stability Comparison of Thermal and Wind Power Generation with Different Static and Dynamic Load Models". *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, 8(3), 7.

Acevedo, L, Candelo, J, Hernandez, D "Dynamic Voltage Stability considering load dynamics using artificial neural network prediction" Pendiente de publicación de ELSEVIER.

A. Anexo: Tabla de resultados

Esta tabla representa los datos medidos en el punto de colapso para el IEEE 9 ante diferentes escenarios

Tabla A1. Datos punto de colapso IEEE 9

DATOS EN EL PUNTO DE COLAPSO									
Pruebas\ Barra	Barra 5			Barra 7			Barra 9		
	P	Q	V	P	Q	V	P	Q	V
1	262	202	0,575157	330	265	0,5750	291	216	0,579602
2	202	142	0,617028	212	147	0,74418	237	162	0,577348
Prueba 3:									
Línea 2	127	67	0,6245	264	199	0,648	275	200	0,6109
Línea 3	172	112	0,5839	314	249	0,5999	276	201	0,5746
Línea 5	259	199	0,5852	202	137	0,5873	277	202	0,64
Línea 6	220	160	0,6176	171	106	0,5945	283	208	0,5719
Línea 8	245	185	0,6176	321	256	0,5832	195	120	0,5814
Línea 9	238	178	0,628214	216	151	0,7583	140	65	0,6345
Prueba 4									
Línea 2	124	64	0,593947	134	69	0,876928	159	84	0,882748
Línea 3	157	97	0,579157	167	102	0,881271	192	117	0,733513
Línea 5	169	109	0,758066	179	114	0,601565	204	129	0,651669
Línea 6	147	87	0,719049	157	92	0,619278	182	107	0,780521
Línea 8	150	90	0,768368	160	95	0,896944	185	110	0,58756
Línea 9	104	44	0,951825	114	49	0,903964	139	64	0,60432
Prueba 5									
5	193	127	0,656161	204	127	0,797361	231,5	132,5	0,657515
6	195	120,5	0,665263	208	120,5	0,805052	239,25	126,75	0,663255
7	198,5	111,5	0,680362	213	111,5	0,816534	249,25	118,75	0,674073
8	201	105	0,682696	217	105	0,821631	257	113	0,673075
9	204	96	0,687859	222	96	0,829358	267	105	0,673748
10	205,5	88,5	0,709435	225	88,5	0,841929	273,75	98,25	0,693077
Nom, dif factor									
11	182	104	0,679566	235	116	0,801219	252,5	117,5	0,654344
12	197	107	0,68367	192	101	0,828829	274,5	121,5	0,653412
13	219	117	0,650326	216	111	0,812934	228,5	111,5	0,682519
10% colp, dif factor									
14	188,276	133,656	0,6473	193,982	134,897	0,7869	218,714	149,864	0,6363
15	187,584	132,504	0,6316	198,546	138,291	0,7765	217,707	149,532	0,6206
16	184,892	130,352	0,6527	195,764	136,094	0,7854	220,721	151,196	0,6335

Tabla A2. Datos en el 95% de la curva IEEE 9

Pruebas\ Barra	Barra 5				Barra 7				Barra 9			
	P	Q	Vp	Vq	P	Q	Vp	Vq	P	Q	Vp	Vq
1	248,90	191,90	0,69	0,67	313,50	251,75	0,69	0,67	276,45	205,20	0,69	0,68
2	191,90	134,90	0,71	0,70	201,40	139,65	0,80	0,79	225,15	153,90	0,69	0,67
3, contingencias:												
Línea 2	120,65	63,65	0,72	0,68	250,80	189,05	0,73	0,72	261,25	190,00	0,71	0,69
Línea 3	163,40	106,40	0,67	0,65	298,30	236,55	0,70	0,68	262,20	190,95	0,67	0,66
Línea 5	246,05	189,05	0,68	0,67	191,90	130,15	0,69	0,66	263,15	191,90	0,69	0,68
Línea 6	209,00	152,00	0,71	0,69	162,45	100,70	0,70	0,67	268,85	197,60	0,68	0,66
Línea 8	232,75	175,75	0,66	0,64	304,95	243,20	0,69	0,67	185,25	114,00	0,68	0,65
Línea 9	226,10	169,10	0,71	0,70	205,20	143,45	0,79	0,79	133,00	61,75	0,72	0,69
4, contingencias:												
Línea 2	117,80	60,80	0,74	0,74	127,30	65,55	0,92	0,92	151,05	79,80	0,92	0,92
Línea 3	149,15	92,15	0,69	0,69	158,65	96,90	0,90	0,90	182,40	111,15	0,80	0,80
Línea 5	160,55	103,55	0,82	0,82	170,05	108,30	0,72	0,72	193,80	122,55	0,77	0,77
Línea 6	139,65	82,65	0,80	0,80	149,15	87,40	0,73	0,73	172,90	101,65	0,83	0,83
Línea 8	142,50	85,50	0,82	0,82	152,00	90,25	0,91	0,91	175,75	104,50	0,71	0,71
Línea 9	98,80	41,80	0,97	0,97	108,30	46,55	0,94	0,94	132,05	60,80	0,74	0,74
CARGABILIDAD												
5	183,35	120,65	0,76	0,74	193,80	120,65	0,85	0,83	219,93	125,88	0,77	0,74
6	185,25	114,48	0,76	0,74	197,60	114,48	0,85	0,84	227,29	120,41	0,77	0,74
7	188,58	105,93	0,78	0,75	202,35	105,93	0,86	0,85	236,79	112,81	0,79	0,75
8	190,95	99,75	0,79	0,76	206,15	99,75	0,87	0,86	244,15	107,35	0,79	0,75
9	193,80	91,20	0,80	0,76	210,90	91,20	0,88	0,86	253,65	99,75	0,80	0,76
10	195,23	84,08	0,81	0,77	213,75	84,08	0,89	0,87	260,06	93,34	0,81	0,76
Nom, dif factor												
11	172,90	98,80	0,79	0,76	223,25	110,20	0,86	0,84	239,88	111,63	0,78	0,74
12	187,15	101,65	0,78	0,76	182,40	95,95	0,87	0,86	260,78	115,43	0,78	0,74
13	208,05	111,15	0,77	0,74	205,20	105,45	0,86	0,85	217,08	105,93	0,79	0,76
10% colp, dif factor												
14	178,86	126,97	0,75	0,72	184,28	128,15	0,74	0,72	207,78	142,37	0,75	0,72
15	178,20	125,88	0,83	0,82	188,62	131,38	0,83	0,82	206,82	142,06	0,83	0,82
16	175,65	123,83	0,74	0,72	185,98	129,29	0,74	0,72	209,68	143,64	0,74	0,72

Tabla A3. Potencia activa IEEE 14

POTENCIA ACTIVA						
Pruebas\ Barra	Barra 9	Barra 10	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14
1	197,5	136	138,5	120,1	198,5	92,9
2	29,5	9	3,5	6,1	13,5	14,9
PRUEBA 3						
Línea 3	193,5	134	137,5	119,1	197,5	92,9
Línea 7	188,5	132	138,5	120,1	199,5	91,9
Línea 8	157,5	120	134,5	120,1	198,5	89,9
Línea 11	154,5	87	45,5	119,1	193,5	87,9
Línea 12	196,5	136	138,5	48,1	162,5	90,9
Línea 13	183,5	130	136,5	86,1	60,5	69,9
Línea 15	103,5	84	116,5	119,1	190,5	75,9
PRUEBA 4						
Línea 3	62,5	42	36,5	39,1	46,5	47,9
Línea 7	67,5	47	41,5	44,1	51,5	52,9
Línea 8	58,5	38	32,5	35,1	42,5	43,9
Línea 11	49,5	29	23,5	26,1	33,5	34,9
Línea 12	59,5	39	33,5	36,1	43,5	44,9
Línea 13	50,5	30	24,5	27,1	34,5	35,9
Línea 15	52,5	32	26,5	29,1	36,5	37,9
CARGABILIDAD						
5	71,875	46,25	39,375	42,625	51,875	53,625
6	75,775	46,05	38,075	41,845	52,575	54,605
7	78,2	45,4	36,6	40,76	52,6	54,84
8	84,525	44,55	33,825	38,895	53,325	56,055
DIFER FACTOR						
9	86,1	46,05	38,95	40,93	53,25	50,88
10	72,35	44,8	38,55	44,98	56,95	53,37
11	77,25	49,2	37,2	41,845	51,225	55,35
12	82,15	45,5	38,3	39,32	50,9	57,33
13	84,1	42,7	36,075	40,15	47,2	57,82
14	75,775	48,3	38,25	40,32	47,85	54,605

Tabla A4. Potencia reactiva IEEE 14

POTENCIA REACTIVA						
Pruebas\ Barra	Barra 9	Barra 10	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14
1	184,6	132,8	136,8	115,6	190,8	83
2	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5
PRUEBA 3						
Línea 3	180,6	130,8	135,8	114,6	189,8	83
Línea 7	175,6	128,8	136,8	115,6	191,8	82
Línea 8	144,6	116,8	132,8	115,6	190,8	80
Línea 11	141,6	83,8	43,8	114,6	185,8	78
Línea 12	183,6	132,8	136,8	43,6	154,8	81
Línea 13	170,6	126,8	134,8	81,6	52,8	60
Línea 15	90,6	80,8	114,8	114,6	182,8	66
PRUEBA 4						
Línea 3	49,6	38,8	34,8	34,6	38,8	38
Línea 7	54,6	43,8	39,8	39,6	43,8	43
Línea 8	45,6	34,8	30,8	30,6	34,8	34
Línea 11	36,6	25,8	21,8	21,6	25,8	25
Línea 12	46,6	35,8	31,8	31,6	35,8	35
Línea 13	37,6	26,8	22,8	22,6	26,8	26
Línea 15	39,6	28,8	24,8	24,6	28,8	28
CARGABILIDAD						
5	55,75	42,25	37,25	37	42,25	41,25
6	57,07	41,41	35,61	35,32	41,41	40,25
7	57,56	40,28	33,88	33,56	40,28	39
8	59,37	38,31	30,51	30,12	38,31	36,75
DIFER FACTOR						
9	62,7	55,45	57,75	60,05	60,7	56,925
10	41,41	40,96	43,44	40,7	38,54	42,86
11	36,06	36,34	35,16	35,24	33,61	35,7
12	35,08	36,88	35,32	33,92	33,4	34,92
13	41,7	43,86	40,83	40,12	37,96	39,38
14	39	40,5	40,5	40,5	40	40,25

Tabla A5. Tensiones IEEE 14

TENSIONES						
Pruebas\ Barra	Barra 9	Barra 10	Barra 11	Barra 12	Barra 13	Barra 14
1	0,6071	0,5953	0,5775	0,5480	0,5778	0,5954
2	1,0559	1,0510	1,0569	1,0552	1,0504	1,0355
PRUEBA 3						
Línea 3	0,6013	0,5951	0,5783	0,5848	0,5806	0,5651
Línea 7	0,5855	0,5890	0,5660	0,5641	0,5803	0,5860
Línea 8	0,6287	0,5980	0,5558	0,5656	0,5722	0,5689
Línea 11	0,6185	0,5727	0,5522	0,5600	0,5663	0,5824
Línea 12	0,5975	0,5740	0,5679	0,5901	0,5800	0,5493
Línea 13	0,6016	0,5874	0,5707	0,5725	0,5509	0,5807
Línea 15	0,6277	0,6126	0,5706	0,5704	0,5880	0,5985
PRUEBA 4						
Línea 3	0,7352	0,7179	0,8281	0,9057	0,8955	0,6615
Línea 7	0,6322	0,6093	0,7564	0,8670	0,8465	0,5185
Línea 8	0,7036	0,6925	0,8143	0,9190	0,8988	0,6546
Línea 11	0,7756	0,6824	0,5742	0,9640	0,9475	0,7655
Línea 12	0,7735	0,7589	0,8566	0,4922	0,7826	0,6381
Línea 13	0,8218	0,8189	0,9038	0,7643	0,5574	0,5917
Línea 15	0,6311	0,6454	0,8051	0,9382	0,9109	0,6406
CARGABILIDAD						
5	0,6569	0,6373	0,7782	0,8795	0,8597	0,5546
6	0,6452	0,6287	0,7764	0,8824	0,8586	0,5449
7	0,6742	0,6590	0,7966	0,8927	0,8704	0,5822
8	0,6833	0,6726	0,8102	0,9042	0,8784	0,5999
DIFER FACTOR						
9	0,6451	0,6281	0,7747	0,8861	0,8628	0,5626
10	0,6880	0,6694	0,7981	0,8791	0,8628	0,5863
11	0,6553	0,6345	0,7807	0,8843	0,8620	0,5537
12	0,6536	0,6380	0,7818	0,8895	0,8624	0,5474
13	0,6950	0,6818	0,8098	0,8979	0,8788	0,5951
14	0,6883	0,6662	0,7970	0,8940	0,8763	0,5942

Bibliografía

- Adewole, A. C., & Tzoneva, R. (2016). Impact of customer load characteristics on voltage stability assessment in smart grids using synchrophasor measurements. In *2016 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)* (pp. 1–7). IEEE. <http://doi.org/10.1109/DUE.2016.7466709>
- Ajjarapu, V., & Christy, C. (1992). The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, *7*(1), 416–423. <http://doi.org/10.1109/59.141737>
- Alvarez, G., & Schweickardt, G. (2013). On-Line Dynamic Security Assessment of a Micro-Grid Using Fuzzy Logic and Distributed Processing. *DYNA*, *80*(182), 31–40.
- Aman, S., Frincu, M., Chelmis, C., & Noor, M. (2015). Prediction Models for Dynamic Demand Response. In *IEEE international Conference on Smart Grid Conmmunications* (pp. 338–343). Retrieved from <http://www-scf.usc.edu/~saman/pubs/2015-aman-sgcomm.pdf>
- Amarasekara, K., Meegahapola, L. G., Agalgaonkar, A. P., & Perera, S. (2017). Characterisation of long-term voltage stability with variable-speed wind power generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *11*(7), 1848–1855. <http://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1961>
- Aminudin, N., Ramli, N. M., Marsadek, M., Ramli, N. M., & Rahman, T. K. A. (2016). Classification of risk of voltage collapse using risk matrix. In *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)* (pp. 1–5). IEEE. <http://doi.org/10.1109/POWERCON.2016.7754030>
- Arrieta, Ma. (2009). *Herramienta de análisis de estabilidad de tensión para sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/2088/1/Mariorobertoarrietapatemina.2009.pdf.pdf>
- Babu, R., & Bhattacharyya, B. (2016). Optimal allocation of phasor measurement unit for full observability of the connected power network. *International Journal of Electrical*

- Power and Energy Systems*, 79, 89–97. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.01.011>
- Begovic, M. M., & Phadke, A. G. (1992). Control of voltage stability using sensitivity analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1), 114–123. <http://doi.org/10.1109/59.141694>
- Biswas, S. S., Vellaithurai, C. B., & Srivastava, A. K. (2013). Development and real time implementation of a synchrophasor based fast voltage stability monitoring algorithm with consideration of load models. *Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)*, 1–9. <http://doi.org/10.1109/IAS.2013.6682584>
- Boza, J., Estrada, R., Herrera, A., & Barreto, M. (2012). La estabilidad de la tensión de los sistemas eléctricos de potencia utilizando el programa “PSAF.” *Ingeniería Energética*, 33(2), 84–93. Retrieved from http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012012000200001
- Candelo, J. E., Caicedo, G., & Castro, F. (2008). Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia. *Información Tecnológica*, 19, 97–110. <http://doi.org/10.1612/inf.tecnol.3963it.07>
- Chendur Kumaran, R., Venkatesh, T. G., & Swarup, K. S. (2011). Voltage stability - Case study of saddle node bifurcation with stochastic load dynamics. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(8), 1384–1388. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.018>
- Choi, J., & Kim, M. (2017). Multi-Objective Optimization of Voltage-Stability Based on Congestion Management for Integrating Wind Power into the Electricity Market. *Applied Sciences*, 7(6), 573. <http://doi.org/10.3390/app7060573>
- CIGRE Working Group C4.601. (2007). *Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance*.
- Correa, R. (2006). *Análisis de Colapso de Voltaje empleando modelos periódicos*. Centro de investigación y de estudios avanzados del instituto politécnico nacional. Mexico.
- Correa, R. (2013). *Reporte Sabatico*.
- Cutsem, T., & Vournas, C. (1998). *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Boston, MA: Springer US. <http://doi.org/10.1007/978-0-387-75536-6>
- Da Silva, L. C. P., Garcia-Valle, R., & Nielsen, A. H. (2009). On-line voltage stability assessment based on PMU measurements. In *8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009)* (pp. 126–126). IET. <http://doi.org/10.1049/cp.2009.1784>

- Eminoglu, U., Asun, S. A., & Alcinoz, T. (2004). Application of SVC on dynamic load for different load types. *39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004 - Conference Proceedings*, 1, 251–255. Retrieved from <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-32144443511&partnerID=tZOtx3y1>
- Ghanavati, G., Hines, P. D. H., & Lakoba, T. I. (2016). Identifying Useful Statistical Indicators of Proximity to Instability in Stochastic Power Systems, *31(2)*, 1360–1368.
- Haesen, E., Bastiaensen, C., Driesen, J., & Belmans, R. (2009). A probabilistic formulation of load margins in power systems with stochastic generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *24(2)*, 951–958. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016525>
- Hazra, J., & Sinha, A. K. (2010). A risk based contingency analysis method incorporating load and generation characteristics. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *32(5)*, 433–442. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.09.021>
- ICF Consulting. (2003). The Economic Cost of the Blackout, 1–3.
- Ju, P., Handschin, E., & Karlsson, D. (1996). Nonlinear dynamic load modelling: model and parameter estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *11(4)*, 1689–1697. <http://doi.org/10.1109/59.544629>
- Karlsson, D., & Hill, D. J. (1994). Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *9(1)*, 157–166. <http://doi.org/10.1109/59.317546>
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19(3)*, 1387–1401. <http://doi.org/Doi 10.1109/TPwrs.2004.825981>
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Van Cutsem, T., ... Taylor, C. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19(3)*, 1387–1401. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- Li, S. (2016). Sensitivity Model of L Index for Steady-state Voltage Stability of Wind Power Systems with Doubly Fed Induction Generators. *Electric Power Components and Systems*, *44(18)*, 2017–2024. <http://doi.org/10.1080/15325008.2016.1210700>
- Londero, R. R., Affonso, C. D. M., & Vieira, J. P. A. (2015). Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, *30(1)*, 439–447. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2322258>

- Lozano, Carlos . Castro, Ferley. Ramirez, S. (2012). Unidades de medición fasorial (PMU). *El Hombre Y La Maquina*, 38, 66–74.
- Manousakis, N., Korres, G. N., & Georgilakis, P. S. (2011). Optimal placement of phasor measurement units: A literature review. *16th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems*, 1–6. <http://doi.org/10.1109/ISAP.2011.6082183>
- Match, D. (2001). *Redes Neuronales: Conceptos Básicos y Aplicaciones*. Retrieved from <ftp://decsai.ugr.es/pub/usuarios/castro/Material-Redes-Neuronales/Libros/match-redesneuronales.pdf>
- Milano, F. (2008). Assessing adequate voltage stability analysis tools for networks with high wind power penetration. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies* (pp. 2492–2497). IEEE. <http://doi.org/10.1109/DRPT.2008.4523830>
- Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <http://doi.org/10.1007/978-3-642-13669-6>
- Modarresi, J., Gholipour, E., & Khodabakhshian, A. (2016). A comprehensive review of the voltage stability indices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 1–12. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.010>
- Parizad, A., Khazali, A., & Kalantar, M. (2010). Optimal placement of distributed generation with sensitivity factors considering voltage stability and losses indices. In *2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering* (pp. 848–855). IEEE. <http://doi.org/10.1109/IRANIANCEE.2010.5506959>
- Perez-Londono, S., Rodriguez-Garcia, L., & Mora-Florez, J. (2014). A comparative analysis of dynamic load models for voltage stability studies. In *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)* (Vol. 2014–Octob, pp. 1–6). IEEE. <http://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955260>
- Perez, A., Romero, Y., & Perez, S. (2008). Metodologías utilizadas en la determinación de los parámetros de la máquina síncrona : una aplicación en línea . *Tecnura*, 11(22), 94–111.
- Praprost, K. L., & Loparo, K. A. (1996). A stability theory for constrained dynamic systems with applications to electric power systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 41(11), 1605–1617. <http://doi.org/10.1109/9.543998>
- Preece, R., & Milanovic, J. V. (2015). Risk-Based Small-Disturbance Security Assessment

- of Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2), 590–598.
<http://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2301876>
- Rahman, M. M., Shaha, J., Hossain, N., Sabuj, A. R., Saha, S., & Bakibillah, A. S. M. (2016). Intelligent Power Management System of Bangladesh Using Artificial Neural Network. *2016 7th International Conference on Intelligent Systems, Modelling and Simulation (ISMS)*, 25–30. <http://doi.org/10.1109/ISMS.2016.27>
- Rausand, M. (2011). *Risk Assessment: Theory, Methods, and Applications*.
- Reactive Reserve Working Group (RRWG). (2006). *Guide to WECC/NERC Planning Standards I.D: Voltage Support and Reactive Power*.
- Robledo, J. (2014). *Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira. Retrieved from <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/4591/621319r666.pdf?sequence=1>
- S. Abdelaziz, B.i Khadija, E. M. (2014). Assessment of wind power penetration level in distribution network with consideration of static, motor and composite loads. *The Fifth International Renewable Energy Congresss IREC*.
- Saxena, N. K., & Kumar, A. (2015). Analytical comparison of static and dynamic reactive power compensation in isolated wind-diesel system using dynamic load interaction model. *Electric Power Components and Systems*, 43(5), 508–519.
<http://doi.org/10.1080/15325008.2014.993777>
- Sebastián, G. J., Mauricio, G., & Alexander, C. J. (2014). Stochastic AC Optimal Power Flow Considering the Probabilistic Behavior of the Wind , Loads and Line Parameters Flujo de potencia óptimo estocástico AC considerando el comportamiento probabilístico del viento , cargas y parámetros de líneas. *Ingeniería Investigación Y Tecnología*, (número 4), 529–538.
- Song, Y. (1997). Artificial neural networks in power systems Part I General introduction to neural computing. *Power Engineering Journal*, 1(1), 129–134.
- Sreenivasa Reddy, P. S., Chowdhury, S. P., & Chowdhury, S. (2010). PMU placement - a comparative survey and review. *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, P51–P51.
<http://doi.org/10.1049/cp.2010.0326>
- Subramani, C., & Jimoh, A. A. (2016). Artificial Neural Network based Voltage Stability Analysis in Power System, 1–4.

- Sujatha, K., Ponmagal, R. S., & Godhavari, T. (2016). Automation of Solar System for Maximum Power Point Tracking Using IoT. *Proceedings of the International Conference on Informatics and Analytics*, 1:1--1:8. <http://doi.org/10.1145/2980258.2980259>
- Ugalde, C., & Vanfretti, L. (2007). Synchronous Generators Modeling and Control Using the Framework of Individual Channel Analysis and Design : Part 1 Synchronous Generators Modeling and Control Using the Framework of Individual Channel Analysis and Design : Part 1. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 8(5).
- Valencia, F. (2008). *Efecto de la Carga Dinámica en la Estabilidad de Tensión*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/2014/1/felipevalenciaarroyave.2008.pdf>
- Verdejo, H., Kliemann, W., Vargas, L., & Becker, C. (2015). Stability region and radius in electric power systems under sustained random perturbations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.06.012>
- Xue, Y., Manjrekar, M., Lin, C., & Tamayo, M. (2011). Voltage stability and sensitivity analysis of grid-connected photovoltaic systems. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–7. <http://doi.org/10.1109/PES.2011.6039649>
- Yuill, W., Edwards, A., Chowdhury, S., & Chowdhury, S. P. (2011). Optimal PMU placement: A comprehensive literature review. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8. <http://doi.org/10.1109/PES.2011.6039376>
- Zeng, Z., Li, X., Zhou, J., & Zhang, Y. (2009). Investigation of Wind Farm on Power System Voltage Stability Based on Bifurcation Theory. In *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference* (pp. 1–4). IEEE. <http://doi.org/10.1109/APPEEC.2009.4918450>
- Zhao, L., & Song, W.-Z. (2014). Distributed Power-Line Outage Detection Based on Wide Area Measurement System. *Sensors*, 14(7), 13114–13133. <http://doi.org/10.3390/s140713114>
- Zhu, S. Z., Zheng, J. H., Li, L., Shen, S. D., & Luo, G. M. (2000). Effect of load modeling on voltage stability. In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)* (Vol. 23, pp. 395–400 vol. 1). IEEE. <http://doi.org/10.1109/PSS.2000.867617>