

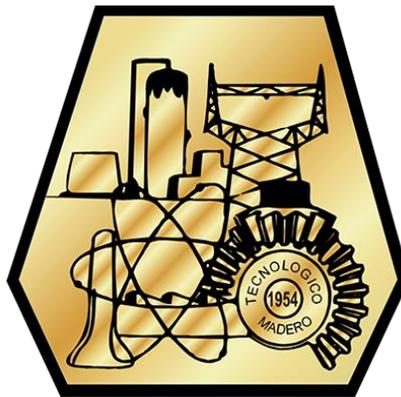


EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
MAESTRÍA EN INGENIERIA ELÉCTRICA



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

TESIS

**COMPENSACIÓN PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL DE
115KV**

Que para obtener el Grado de

Maestro en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:

Ing. Aldo Michel Cruz Rodríguez
G11070551

Director de Tesis
M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas

Co-director de Tesis
M.C. Eduardo Nacú Salas Cabrera



"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"

Cd. Madero, Tams., a 4 de diciembre de 2020

OFICIO No.: U.057/20
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
E POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN
DE TESIS

ING. ALDO MICHEL CRUZ RODRIGUEZ
No. DE CONTROL GT1070551
P R E S E N T E

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"COMPENSACION PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL DE 115KV"

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SECRETARIO:	M.C.	EDUARDO NACU SALAS CABRERA
VOCAL:	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIERREZ
SUPLENTE:	M.C.	AARON GONZALEZ RODRIGUEZ
DIRECTOR DE TESIS:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
CO-DIRECTOR:	M.C.	EDUARDO NACU SALAS CABRERA

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®
"Por mi patria y por mi bien"®

DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



c.c.p.- Archivo

JAMB 'MIE 'RCC'



DEDICATORIA

A mi madre Carmina Nohemí Rodríguez Arellano, que dios la tiene a su lado en el cielo. A mi mami Juana Arellano Ramírez, por el apoyo y cariño que me ha ofrecido durante toda mi vida, sin ella no sería la persona que soy hoy en día.

Se lo dedico a mis hermanos y mis tíos que siempre me brindan apoyo para poder seguir adelante en todos mis objetivos, y por ultimo le dedico este trabajo a esa niña que día a día me manda mensajes de aliento para poder lograr todo lo que he hecho hasta hoy, ella ha sido el impulso de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al CONACYT por haberme otorgado un apoyo económico durante mi maestría.

Agradezco a dios padre por haberme brindado salud y dejarme vivir este logro tan importante para mi vida.

También agradezco al Instituto Tecnológico de Cd. Madero (I.T.C.M), por haber sido mi casa de estudios, así como todos los maestros de esta institución por brindarme una buena formación profesional, así como también a la División de Estudios de Posgrado e Investigación del (I.T.C.M), por haberme otorgado la oportunidad de realizar mi maestría.

Agradezco a mi asesor M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas por el apoyo y guía durante todo el desarrollo de mi tesis.

A mi co-asesor M.C. Eduardo Nacu Salas Cabrera por compartir su conocimiento durante el desarrollo de mi tesis.

RESUMEN

La estabilidad de voltaje se define como la capacidad de un sistema de potencia de mantener valores de voltaje dentro de límites previamente establecidos en todos los buses del sistema, en condiciones normales de operación y tras ser sometido a una perturbación. Los problemas de estabilidad de voltaje están relacionados con el comportamiento de la relación voltaje-potencia reactiva VQ , así como de la topología de la red, cargabilidad, entre otros factores. De forma general, la estabilidad de voltaje se puede evaluar utilizando métodos estáticos y dinámicos. Los métodos estáticos permiten examinar una amplia gama de condiciones del sistema y pueden describir la naturaleza del problema e indicar los principales factores causantes.

La presencia de generación eléctrica variable en las redes eléctricas, genera serias preocupaciones en la estabilidad y seguridad de estas. Estas preocupaciones se expresan en los contenidos de los Códigos de Red de cada país, los cuales definen los requerimientos mínimos que se deben de cumplir para la conexión de generación y carga en la red eléctrica, pudiendo así garantizar un funcionamiento eficiente, seguro y económico.

En este trabajo se presenta el análisis de estabilidad de voltaje de redes eléctricas para cumplir con los requerimientos de voltaje del Código de Red Mexicano. Para realizar el análisis de estabilidad de voltaje se utiliza el análisis modal, esta técnica está relacionada con el análisis de sensibilidad VQ , y tiene ventajas prácticas para la detección de buses y ramas críticas que pueden provocar problemas de inestabilidad de voltaje. Además se construyen las curvas PV para determinar márgenes de estabilidad. Todo esto con el fin de obtener una compensación de voltaje para los nodos críticos a partir del análisis modal.

ABSTRACT

The voltage stability may be defined as the capacity of a power system to hold the voltage magnitude on the limits previously established in all the buses of the system, in normal conditions of operation and after being subjected to a disturbance. The problem of voltage stability is related with the behavior of the relationship between voltage and reactive power VQ , as well as the grid topology, chargeability and others factors. In general, the voltage stability may be evaluated using statistical and dynamic methods. The statistics methods allow examining a wide spectrum of the system conditions and it may describe the nature of the problem and show the main causative factors.

The presence of the variable electric generation in the electrical grids, provoke serious concerns about the safety and the stability of this. The concerns had been expressed in the contents of the Grid Code of each country, which defined the minimum requirements that must be accomplished for the connection in the generation and load of the electrical grid, ensuring the efficient, reliable and economic performance.

In this work, the analysis of voltage stability of electrical networks is presented to comply with the voltage requirements of the Mexican Network Code. To realize Voltage stability analysis is using the modal analysis is used, this technique is related with the sensitivity analysis VQ , and has practical advantages for detection of buses and branches critics, which can involve problems of voltage stability. Furthermore PV curve is constructed to determine stability margins. All this in order to obtain a voltage compensation for the critical nodes from the modal analysis.

INDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT.....	v
INDICE	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
1. CAPÍTULO INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Hipótesis	3
1.5. Objetivo de la Tesis.....	3
1.5.1. Objetivo General.....	3
1.5.2. Objetivos Específicos	3
1.6. Alcance y Limitaciones.....	4
1.6.1. Alcances	4
1.6.2. Limitaciones.....	4
2. CAPÍTULO MODELADO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA ..	5
2.1. Introducción.....	5
2.2. Elementos de los Sistemas Electricos de Potencia para evaluar la Estabilidad de Voltaje	5
2.3. Representacion de los componentes del SEP	8
2.3.1. Clasificacion de nodos	8

2.3.2.	Generadores.....	9
2.3.3.	Lineas de transmision.....	10
2.3.4.	Transformadores de potencia.....	10
2.3.5.	Reactores y capacitores Shunt.....	11
2.3.6.	Cargas.....	11
2.4.	Ecuaciones de Flujo de potencia.....	12
2.4.1.	Matriz de admitancias.....	12
2.4.2.	Ecuaciones de Flujo de Potencia.....	15
2.5.	Metodo de Newton Raphson.....	16
2.6.	Solucion del flujo de potencia mediante el metodo de Newton Raphson....	19
3.	ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	23
3.1.	Introduccion.....	23
3.2.	Concepto de la Estabilidad de voltaje	23
3.3.	Colapso de voltaje.....	25
3.3.1.	Clasificacion del Colapso de Voltaje.....	26
3.4.	Metodos para Realizar el estudio de la Estabilidad de Voltaje.....	27
3.4.1.	introduccion	28
3.4.2.	Restricciones en la transferencia de potencia	29
3.5.	Curvas PV.....	32
3.6.	Curvas QV.....	37
4.	ESTABILIDAD DE TENSION MEDIANTE ANALISIS MODAL.....	40
4.1.	Introducción.....	40
4.2.	Analisis de Sensibilidad VQ	42
4.3.	Analisis Modal	45
4.3.1.	Factores de participación de nodo.....	51

4.3.2.	Factor de participación de ramas.....	52
4.4.	Control de voltaje y potencia reactiva.	54
4.5.	Metodos de control de voltaje	55
5.	METODOLOGIA DE COMPENSACIÓN PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL	57
5.1.	Introducción.....	57
5.2.	Metodologia de compensacion de voltaje	58
5.2.1.	Metodo Newton Rapshon para la solucion de flujos de potencia.....	58
5.2.2.	Metodo de Compensacion de voltaje en SEP.....	61
6.	ANÁLISIS DE COMPENSACION PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL	65
6.1.	Introducción.....	65
6.2.	Efecto de incremento de la potencia de carga	66
6.3.	Sistema IEEE 9 nodos ANDERSON	67
6.3.1.	Curva PV para nodo critico del SEP de 9 nodos	70
6.4.	Sistema Electrico de potencia de 22 nodos	73
6.4.1.	Analisis de Curvas PV para el SEP de 22 nodos.....	78
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
7.1.	CONCLUSIONES.	83
7.2.	Conclusiones del uso del analisis modal.....	83
7.3.	Trabajos futuros	83
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
	Anexo A. Sistema IEEE 9 nodos Anderson.....	88
	Anexo B Sistema CFE 22 nodos Cd. Victoria.	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema del Generador	9
Figura 2.2: Representación de línea de transmisión en circuito pi	10
Figura 2.3: Modelo pi del transformador de potencia	11
Figura 2.4: Representación de condensador y/o reactor	11
Figura 2.5: Representación de cargas	12
Figura 2.6: Flujos de potencia en líneas de transmisión.....	13
Figura 3.1 Estabilidad de SEP	24
Figura 3.2 Circuito representativo de un sistema radial	29
Figura 3.3 Triangulo de potencia.....	29
Figura 3.4 Curva PV con tag = 0.2	33
Figura 3.5 Curva PV a diferentes FP	34
Figura 3.6 Voltaje en función de la potencia activa y reactiva de carga.....	36
Figura 3.7: Familias de curvas QV	37
Figura 3.8: Márgenes de potencia reactiva	39
Figura 5.1: Diagrama de Flujo del método Newton Raphson.....	59
Figura 5.2: Matriz Jacobiana para SEP de 3 nodos.	60
Figura 5.3: Matriz Jacobiana con reducción del nodo de referencia.....	60
Figura 5.4: Matriz Jacobiana reducida por los nodos de voltaje controlado.	61
Figura 5.5: Diagrama de flujo de la metodología de compensacion de voltaje.....	62
Figura 6.1: Curva PV del nodo 5.....	70
Figura 6.2: curva PV del nodo para varios escenarios de compensación	71
Figura 6.3: Curva PV del nodo 4 en diferentes escenarios de compensación	72
Figura 6.4: Curva PV del nodo 6 para diferentes escenarios.....	73
Figura 6.5: Curva PV del nodo 10 del SEP de 22 nodos.....	79
Figura 6.6: Curva PV del nodo 10 en distintos escenarios	80
Figura 6.7: Curva PV del nodo 4 para diferentes escenarios.....	81
Figura 6.8: Curva PV del nodo 9 para diferentes escenarios.....	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Tipos de colapso de voltaje.....	27
Tabla 6.1: Voltajes y Ángulos de cada nodo del SEP IEEE 9 nodos.....	67
Tabla 6.2: Valores Propios de la Matriz JR del sistema IEEE de 9 nodos Anderson	67
Tabla 6.3: Factor de Participación de Nodo (FPN) del SEP de 9 nodos IEEE.....	68
Tabla 6.4: Factor de participación de Rama (FPR) para el SEP IEEE de 9 nodos	69
Tabla 6.5: Compensación en p.u. requerida para el nodo 5.....	71
Tabla 6.6: Voltajes y Ángulos de cada nodo del SEP 22 nodos.....	74
Tabla 6.7: Valores Propios de la Matriz JR del SEP de 22 nodos	75
Tabla 6.8: Factor de Participación de Nodo (FPN) del SEP de 22 nodos.....	76
Tabla 6.9: Factor de participación de Rama (FPR) para el SEP de 22 nodos	77
Tabla 6.10: Compensación en MVAR de p.u. requerida para el nodo 10.....	79

1. CAPÍTULO INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

A partir de la publicación de la reforma energética en el 2013, la comisión reguladora de energía (CRE) emitió un decreto publicado en el 2016 llamado código de red, en este se expiden las disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios que deberán apegarse todas las instituciones involucradas en planeación, generación, transmisión, control y distribución del sistema eléctrico nacional.

El objetivo del código de red es que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debe ser operado de manera tal que se minimice la probabilidad de Contingencia y evitar problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, u operación del equipo fuera de sus límites de diseño, que ocasionen la pérdida en cascada de elementos y con ello colapso de una parte del sistema o la formación descontrolada de islas eléctricas. Es decir, que el SEN sea estable en la condición operativa posterior a cualquier Contingencia [1].

En el Estado Operativo Normal del SEN (tensiones, ángulos, frecuencia, etc.) debe encontrarse dentro de los límites operativos y con suficiente capacidad de transmisión y transformación para mantener la seguridad del SEN ante una Contingencia que se pueda presentar.

La frecuencia en el estado operativo normal debe mantener dentro de la banda de calidad definida entre 59.8 y 60.2 Hz. Así mismo, se debe asegurar que los niveles de tensión desde 115 kV hasta 400 kV debe tener una tolerancia de $\pm 5\%$ de la tensión nominal del mismo [1].

Para tener una buena transmisión de energía eléctrica en corriente alterna deben existir estos dos requisitos fundamentales:

- 1) Las máquinas síncronas deben permanecer en condición estable de sincronismo.
- 2) Los voltajes deben mantenerse dentro del rango de operación establecido.

En donde cada uno de los requerimientos tienen sus problemas al no cumplirlos, en el caso del voltaje, estos son: el bajo voltaje y el sobre voltaje, el primero es causado por sobrecargas y falta de generación, en el cual afecta el bajo rendimiento en las cargas. El sobre voltaje es una condición peligrosa que puede ocasionar arco eléctrico o dañar los aislantes. Cuando se presenta sobre voltaje en transformadores, puede llegar a ocasionar altas corrientes ricas en armónicos y en la presencia de una suficiente capacitancia puede ocasionar resonancia. El sobre voltaje puede ser ocasionado por la desconexión de cargas u otros equipos, también son causados por descargas atmosféricas, fallas y otros factores.

Para poder evitar estos problemas se han realizado estudios para compensar el voltaje en líneas de transmisión. Una de la metodología utilizada comúnmente para compensar el voltaje es la instalación de bancos de capacitores conectados en shunt o en derivación. En donde dicha metodología consiste en determinar la capacidad y la ubicación óptima de los bancos de capacitores, estos tienen como beneficio la liberación de capacidad adicional de potencia aparente en los elementos del SEN además de proveer un mejor perfil de voltaje [2].

1.2. Planteamiento del Problema

En este proyecto se pretende analizar un caso de estudio real de una línea de transmisión radial, la cual presenta insuficiencia en el criterio de perfil de voltaje que pide el código de red.

Dicha insuficiencia es debido a la falta de potencia reactiva en las líneas de transmisión o la sobrecarga de dichas líneas. La compensación debe de entrar en condiciones óptimas dentro del rango mencionado por el código red. Por consecuencia, Otro factor que se involucra en la compensación de voltaje es la el sobredimensionar la potencia reactiva del compensador, ya que este puede traer sobre voltajes en las líneas de transmisión.

1.3. Justificación.

Se realizará el análisis del caso de estudio y la selección de una metodología para seleccionar la capacidad óptima del compensador y la mejor ubicación en el caso de estudio, trayendo ventajas y cumpliendo con los estándares que pide el código red para un mejor perfil de voltaje en la transmisión de energía eléctrica en el SEN. El uso de la metodología conveniente consigue la capacidad óptima y la ubicación óptima del compensador cumpliendo con el rango de perfil de voltaje establecido.

1.4. Hipótesis

La utilización de la metodología seleccionada para el caso en estudio podrá compensar en forma óptima el voltaje en la línea de transmisión.

1.5. Objetivo de la Tesis

1.5.1. Objetivo General

Seleccionar e implementar una metodología conveniente, para aplicarse en un caso de estudio real que requiere compensación de voltaje de acuerdo a los requerimientos del código de red

1.5.2. Objetivos Específicos

- Analizar el caso de estudio real a resolver
- Seleccionar una metodología para compensar el voltaje en un caso de estudio específico a resolver.
- Implementar la metodología en el caso de estudio específico a resolver.
- Analizar los resultados de la metodología en el caso de estudio.

1.6. Alcance y Limitaciones

1.6.1. Alcances

Este trabajo de investigación tiene como alcance el utilizar una metodología adecuada para compensar el voltaje en un caso de estudio real.

1.6.2. Limitaciones

Cabe mencionar que en esta investigación solo se analizará una línea de transmisión dada (Radial de 115 KV) y la selección de la metodología para la compensación de voltaje dependerá de dicha línea.

2. CAPÍTULO MODELADO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

2.1. Introducción

Para realizar estudios de estabilidad de tensión es necesario tener muy en claro los conceptos necesarios acerca del funcionamiento de cada uno de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, como lo son: generadores, líneas de transmisión, transformadores, sistemas de compensación y cargas entre otros. De igual manera es indispensable tener conocimiento de los conceptos de estabilidad de tensión y de las metodologías que se han desarrollado para el análisis de la misma.

2.2. Elementos de los Sistemas Electricos de Potencia para evaluar la Estabilidad de Voltaje

En un sistema eléctrico de potencia existen elementos suministradores (generadores, líneas y capacitores) y consumidores (generadores, líneas, transformadores, reactores, cargas) de potencia reactiva, la cual está directamente relacionada con la estabilidad de tensión. Adicionalmente existen otros elementos que sin generar o absorber potencia reactiva, contribuyen al control del flujo de la potencia reactiva y a ejercer el control de tensión en forma adecuada, como son los transformadores con cambiadores de taps. Las líneas de transmisión producen y consumen potencia reactiva al mismo tiempo, y dependiendo de la potencia transmitida, y del nivel de tensión, predominará uno de los dos efectos. Los generadores o máquinas sincrónicas, pueden producir o consumir potencia reactiva dependiendo de si trabajan sobre-excitadas o sub-excitadas. Generalmente las cargas tienen una componente inductiva grande y por lo tanto, absorben reactivos. Los reactores en paralelo también absorben reactivos, mientras que los capacitores en paralelo generan reactivos

El problema de flujo de potencia consiste en determinar el módulo y ángulo de fase de la tensión en cada nodo y los flujos de potencia activa y reactiva por cada línea del sistema de potencia. El flujo de potencia es una herramienta de análisis utilizada en la operación y la planificación de los SEP'S. En lo relativo a la operación puede ser empleado en la verificación de la operación económica, en la reproducción de eventos y en el monitoreo en tiempo real de los SEP'S. En la planificación, el flujo de potencia es empleado para verificar el comportamiento en estado estacionario de las alternativas de cambios y expansión de los SEP'S.

En la actualidad existen desarrollados diversos métodos para la solución del flujo de potencia. Los métodos más utilizados son los métodos iterativos con admitancia de barra, por la simplicidad en la preparación de datos y facilidad en la modificación de la matriz de admitancias al ocurrir un cambio en la configuración de la red. Entre los principales métodos iterativos se encuentran [3]:

Metodo Gauss- Seidel [3]:

La solución del problema del problema de flujo de potencia sigue iterativo, asignado valores estimados a las tensiones desconocidas y calculado las tensiones en barras a partir de las ecuaciones de flujo derivadas de las leyes de kirchoff y las potencias en los nodos especificados como datos. El nuevo conjunto de tensiones en los nodos se emplea para calcular otro conjunto de tensiones en barras, cada cálculo de un nuevo conjunto de tensiones se denomina iteración. El proceso iterativo se repite hasta que los cambios de tensión entre dos iteraciones consecutivas sea menor que una tolerancia especificada.

La experiencia con el método de Gauss-Seidel ha demostrado que es una técnica simple de ser aplicada y cumple con los requerimientos exigidos para la solución de las ecuaciones de flujo, sin embargo se requiere de un número elevado de iteraciones antes de que la solución converja con un índice directamente con el número de barras.

Método de Newton Raphson [3]:

La solución del flujo de potencia se basa en la base de la expansión de las series de Taylor para una función de "n" variables, mediante la cual las ecuaciones no-lineales de flujo son transformadas en un conjunto de ecuaciones lineales. Se estima un conjunto solución inicial de tensiones y con él se calcula las potencias en todas las barras donde las potencias son especificadas como dato. Las diferencias entre las potencias calculadas y especificadas se emplean para determinar las correcciones en las tensiones de los nodos. El proceso se repite hasta que el error en las potencias calculadas sea menor que una tolerancia especificada.

El número de iteraciones requeridas por el método de Newton Raphson es prácticamente independiente del número de nodos y para sistemas con gran cantidad de barras requiere menor tiempo para alcanzar la convergencia

Método desacoplado Rápido [3]:

Está basado en el método de Newton Raphson, realizando en forma similar la linealización de las ecuaciones de flujo y a partir del planteamiento de algunas variantes permite reducir las ecuaciones y por consiguiente el tiempo de procesamiento. Como principal variante se reconoce que prácticamente la potencia activa y el ángulo de la tensión son independientes, y que la potencia reactiva y el ángulo de la tensión también son independientes, con lo cual las ecuaciones para realizar los cálculos iterativos se reducen considerablemente.

A partir de los métodos descritos anteriormente, en esta tesis se desarrolla el método de Newton Raphson para la solución de flujos de potencia porque este método trabaja directamente con la matriz jacobiana del sistema. La cual relaciona las variaciones de potencia activa y reactiva en barras con respecto a las variaciones de tensión en las barras.

Al determinar la matriz Jacobiana del sistema se determina la matriz Jacobiana reducida del sistema (J_R) la cual es fundamental para el Análisis de Estabilidad de Tensión utilizando el Análisis Modal.

2.3. Representacion de los componentes del SEP

Se presenta a continuación los componentes del sistema eléctrico para la solución de flujo de potencia. Los modelos que representan a los distintos componentes eléctricos deben ser representativos de los parámetros del sistema y lo suficientemente precisos como para aceptar que los resultados representan el estado del sistema.

2.3.1. Clasificacion de nodos

Para la solución de los flujos de potencia, se tiene asociado a cada nodo del sistema cuatro parámetros: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), magnitud de tensión (V) y ángulo de tensión (Θ). Para cada nodo del sistema, dos de las cuatro variables mencionadas deben ser especificadas para poder dar con la solución al flujo de potencia. De acuerdo a los parámetros especificados se tienen los siguientes tipos de barras [3].

Nodo P-V es aquel en la cual se especifica la potencia activa y la magnitud de la tensión, además puede ser especificada los límites de potencia reactiva dependiendo de la características individuales de las maquinas conectadas a la barra. Ejemplos de este tipo de nodo con generadores, compensadores síncronos y compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV'S)

Nodo P-Q es en el cual se especifica la potencia activa y reactiva. En los estudios de flujo de potencia convencionales, normalmente las cargas se asumen como de potencia constante.

Nodo Slack en este nodo la magnitud y el ángulo de fase de la tensión son especificados. En el sistema se define un solo nodo de este tipo. En este no se especifica la potencia activa y reactiva. El nodo slack suministra la diferencia entre la potencia especificada que entra al sistema por los otros nodos y la salida total el sistema, más las pérdidas.

2.3.2. Generadores

La solución de flujos de potencia, los generadores síncronos se representan como una fuente que entrega potencia activa y reactiva respectivamente por sus bornes de la máquina. Normalmente en los flujos de potencia las dos variables conocidas que describen el nodo a la cual se conectan son la potencia activa y el módulo de la tensión.

Por convención, se asume que la potencia activa y/o reactiva es inyectada en un nodo, tiene un valor positivo. En caso contrario si la potencia no es inyectada tiene un valor negativo.

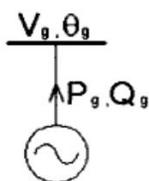


Figura 2.1 Esquema del Generador

Dónde:

V_g : Tensión en bornes

θ_g : Angulo de fase

P_g : potencia activa generada

Q_g : potencia reactiva generada

2.3.3. Líneas de transmisión

La representación de las líneas de transmisión para la solución de flujos de potencia, se usa el modelo pi en valores por unidad (p.u.). En este modelo se define por una impedancia serie conectada entre los nodos extremo de la línea y una susceptancia “shunt” conectada en cada nodo extremo de las líneas.

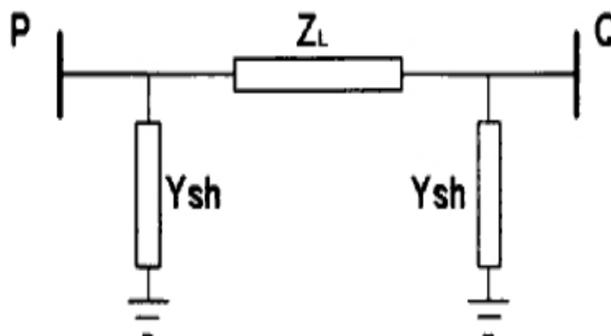


Figura 2.2: Representación de línea de transmisión en circuito pi

Dónde:

Z_L : Impedancia de línea

Y_{sh} : Admitancia shunt de la línea

P: Extremo nodo P

Q: Extremo nodo Q

2.3.4. Transformadores de potencia

la representación de los transformadores también utiliza el modelo pi equivalente en valores por unidad (p.u.). en este modelo es definido por una impedancia serie conectada entre los nodos extremo del transformador y una admitancia “shunt” conectada en cada nodo extremo de las líneas, como se muestra en la siguiente figura 2.3:

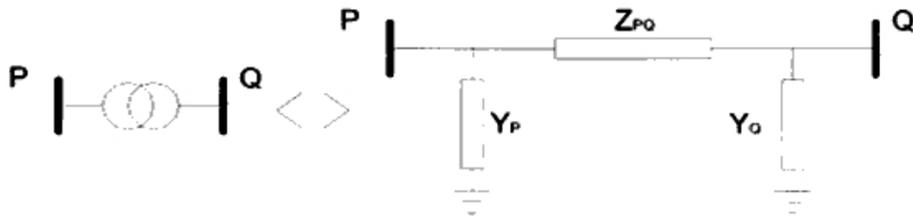


Figura 2.3: Modelo pi del transformador de potencia

Dónde:

$$Z_{pq} = Z_T / a$$

$$Y_p = [1-a] / Z_T$$

$$Y_q = [a^2-a] / Z_T$$

Z_T : Impedancia del transformador en p.u.

a: Relación de tensión real entre la tensión nominal.

2.3.5. Reactores y capacitores Shunt

Estos elementos shunt se conectan a la barra donde se requiere consumo o inyección de reactivos en el sistema eléctrico. Ellos son elementos pasivos, y para la solución del flujo de potencia se representan como una impedancia shunt en por unidad (p.u.) [20]

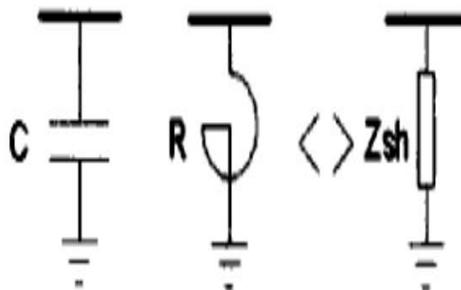


Figura 2.4: Representación de condensador y/o reactor

2.3.6. Cargas

Las cargas se conectan a las barras para representar el consumo de energía. Para los estudios de flujo de potencia convencionales son representadas con un modelo de potencia aparente constante. Sin embargo existen otras representaciones de acuerdo al tipo de carga.



Figura 2.5: Representación de cargas

Dónde:

V_L : Tensión en barra de carga

θ_L : Angulo de fase en barra de carga

P_L : Potencia activa de carga

Q_L : Potencia reactiva de carga

2.4. Ecuaciones de Flujo de potencia

Las relaciones entre las tensiones y corrientes de barra (nodo) pueden ser representadas por sus ecuaciones de malla o ecuaciones de nodo derivadas de las leyes de Kirchoff. Normalmente se trabaja con las ecuaciones de nodos debido a el numero independiente de ecuaciones de nodo es menor que el número de ecuaciones independientes de malla, lo cual facilita la solución de problemas de flujo de potencia [3].

2.4.1. Matriz de admitancias

Existen diversos métodos para la construcción de la matriz de admitancia, en esta sección se muestra la formación de la matriz mediante la aplicación directa de la ley de corrientes de Kirchoff “La inyección de corriente al nodo ‘P’ es igual a la suma de corrientes saliendo del nodo ‘P’ ”

La corriente nodal I_p es la corriente total de inyección que entra al sistema en el nodo “P”. Esta corriente puede ser una corriente real que representa la corriente entregada por una planta de generación o el consumo de una carga en una determinada subestación.

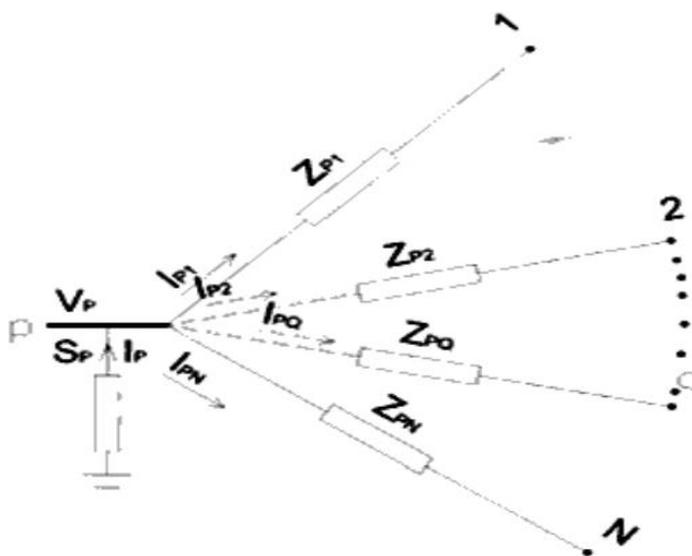


Figura 2.6: Flujos de potencia en líneas de transmisión

Dónde:

V_g : Potencia aparente de inyección del nodo “P”

I_p : Corriente de inyección del nodo “P”

I_{pq} : Corriente Fasorial del nodo “p” al nodo “q”

Z_{pq} : Impedancia serie de la línea p-q

V_p : Tension fasorial del nodo p

De acuerdo con la primera ley de Kirchhoff [3 y 4]

$$I_p = I_{p1} + I_{p2} + \dots I_{pq} + \dots I_{pn} \quad (2.1)$$

$$I_p = \frac{V_p - V_1}{Z_{p1}} + \frac{V_p - V_2}{Z_{p2}} + \dots \frac{V_p - V_q}{Z_{pq}} + \dots \frac{V_p - V_n}{Z_{pn}} \quad (2.2)$$

$$I_p = \frac{V_1}{Z_{p1}} - \frac{V_2}{Z_{p2}} - \dots \frac{V_q}{Z_{pq}} - \dots \frac{V_n}{Z_{pn}} + \left(\frac{1}{Z_{p1}} + \frac{1}{Z_{p2}} + \dots \frac{1}{Z_{pq}} + \dots \frac{1}{Z_{pn}} \right) V_p \quad (2.3)$$

Con el método de corrientes de nodo es conveniente usar las admitancias en vez de impedancias, por lo tanto se tiene:

$$I_p = -y_{p1}V_1 - y_{p2}V_2 \dots + \sum_{q=1}^n y_{pq}V_p - \dots y_{pn}V_n \quad (2.4)$$

Expresado en términos de elementos de la matriz:

$$I_p = Y_{p1}V_1 + Y_{p2}V_2 \dots + Y_{pp}V_p + \dots + Y_{pn}V_n \quad (2.5)$$

Para $p=1,2,\dots, n$

Por lo tanto, las ecuaciones de la red en términos de la matriz de admitancia pueden ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Dónde:

Y_{pp} ; Es la admitancia propia del nodo “p”, igual a la suma de todas las admitancias conectadas al nodo “p”

Y_{pq} ; Es la admitancia mutua entre el nodo “p” y el nodo “q”, igual a la suma de todas las admitancias conectadas entre dichos nodos

I_p ; Es el fasor corriente que fluye hacia el sistema en el nodo “p”

V_p ; Es el fasor de voltaje a tierra en el nodo “p”

2.4.2. Ecuaciones de Flujo de Potencia

En la práctica las corrientes inyectadas en los nodos (barras) no son conocidas. La corriente en cualquier nodo está relacionada con los valores de potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y tensión.

De las ecuaciones de la red (matriz de admitancias) se tiene que:

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (2.7)$$

Además se tiene que la potencia activa y reactiva inyectada al nodo “p” se expresa de la siguiente manera:

$$P_p + jQ_p = V_p I_p^* \quad (2.8)$$

$$P_p - jQ_p = V_p^* I_p \quad (2.9)$$

Dónde:

P_p : Potencia activa inyectada en el nodo “P”

Q_p : Potencia reactiva inyectada en el nodo “P”

V_p : Fasor voltaje en el nodo "P"

Remplazando se tiene que:

$$P_p - jQ_p = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (2.10)$$

Esta es la ecuación básica para la solución de flujo de potencia, que relaciona las potencias inyectadas y las tensiones en cada barra del sistema. En cada barra del sistema se deben conocer dos variables (entre las siguientes: potencia activa, potencia reactiva, magnitud de voltaje, ángulo del voltaje) y las otras dos desconocidas son calculadas por el programa de flujo de potencia.

Si bien es cierto que al solucionar el flujo de potencia mediante algún método iterativo se encuentran los valores de potencia inyectados y las tensiones en barras directamente, aun falta conocer los flujos de potencia entre barras. Los flujos entre nodos son calculados a partir de las tensiones en el nodo (ya conocidas en modo y ángulo) y los valores de impedancia entre los nodos por la aplicación directa de la ley de Ohm.

2.5. Metodo de Newton Raphson

El método de Newton Raphson es una técnica iterativa para resolver un conjunto de ecuaciones no-lineales, basadas en la expansión de las series de Taylor. En el método de Newton Raphson las ecuaciones no-lineales de flujo de potencia son transformadas en un conjunto de ecuaciones lineales, las cuales permiten alcanzar la solución del problema.

El método de Newton Raphson se aplica en general a un conjunto de "n" ecuaciones con "n" variables, como la ecuación de la 2.11 [4]:

$$\begin{aligned}
 F_1(X_1, X_2, \dots, X_n) &= C_1 \\
 F_2(X_1, X_2, \dots, X_n) &= C_2 \\
 &\dots \\
 F_n(X_1, X_2, \dots, X_n) &= C_n
 \end{aligned}
 \tag{2.11}$$

Para iniciar las iteraciones se estima un vector solución inicial X_0 :

$$X_0 = (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \tag{2.12}$$

Sea el vector corrección inicial ΔX_0 , que indica las correcciones necesarias para el vector solución inicial, tal que las ecuaciones son exactamente satisfactorias.

$$\Delta X_0 = (\Delta X_1^0, \Delta X_2^0, \dots, \Delta X_n^0) \tag{2.13}$$

Entonces se tiene:

$$\begin{aligned}
 F_1(X_1^0 + \Delta X_1^0, X_2^0 + \Delta X_2^0, \dots, X_n^0 + \Delta X_n^0) &= C_1 \\
 F_2(X_1^0 + \Delta X_1^0, X_2^0 + \Delta X_2^0, \dots, X_n^0 + \Delta X_n^0) &= C_2 \\
 &\dots \\
 F_n(X_1^0 + \Delta X_1^0, X_2^0 + \Delta X_2^0, \dots, X_n^0 + \Delta X_n^0) &= C_n
 \end{aligned}
 \tag{2.14}$$

Cada una de las ecuaciones de arriba, pueden ser expandidas usando el teorema de Taylor. La forma expandida para la “p - esima” ecuación es:

$$\begin{aligned}
 &F_p(X_1^0 + \Delta X_1^0, X_2^0 + \Delta X_2^0, \dots, X_n^0 + \Delta X_n^0) \\
 &= F_p(\Delta X_1^0, \Delta X_2^0, \dots, \Delta X_n^0) + \left(\frac{dF_p}{dX_1}\right)_0 \Delta X_1 + \dots + \left(\frac{dF_p}{dX_2}\right)_0 \Delta X_2 \\
 &+ \dots + \left(\frac{dF_p}{dX_n}\right)_0 \Delta X_n + \phi_p = C_p
 \end{aligned}
 \tag{2.15}$$

Dónde:

\emptyset_p : Es una función que incluye los términos de orden superior de la expansión de Taylor para la función " F_p ".

Los términos de las derivadas de orden superior pueden ser despreciados si el vector solución inicial está cerca de la verdadera solución. El conjunto de ecuaciones lineales resultantes en su forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} C_1 - (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \\ C_2 - (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \\ \dots \\ C_n - (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{dF_1}{dX_1}\right)_0 & \left(\frac{dF_2}{dX_1}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_n}{dX_1}\right)_0 \\ \left(\frac{dF_1}{dX_2}\right)_0 & \left(\frac{dF_2}{dX_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_n}{dX_2}\right)_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{dF_1}{dX_n}\right)_0 & \left(\frac{dF_2}{dX_n}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_n}{dX_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \dots \\ \Delta X_n \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

O en su forma equivalente:

$$\Delta F = J\Delta X \quad (2.17)$$

Donde "**J**" es conocida como la matriz Jacobiana del sistema.

Esta ecuación provee una relación entre los errores del ΔF y las correcciones ΔX a través de la matriz Jacobiana de las ecuaciones del sistema. Una vez conocido ΔX , los valores del vector solución estimado se corrigen (o actualizan) a partir de la siguiente relación:

$$X_p^1 = X_p^0 + \Delta X_p \quad (2.18)$$

El proceso es repetido hasta que el error en ΔF_p sean más bajos que una tolerancia especificada y la matriz Jacobiana tiene que ser calculada otra vez para cada iteración

2.6. Solucion del flujo de potencia mediante el metodo de Newton Raphson.

Para aplicar el método de Newton Raphson a la solución del flujo de potencia, se debe tener en cuenta que el sistema de ecuaciones a ser resuelto será conformado por funciones de potencia activa y potencia reactiva inyectada en cada barra del sistema. Estas funciones dependientes de las variables magnitud de tensión y ángulo de la tensión de cada nodo del sistema [3 y 4] .

De la ecuación de flujo de potencia para el nodo “p”... se considera que:

$$\begin{aligned}
 V_p &= V_p e^{j\delta_p} \\
 V_q &= V_q e^{j\delta_q} \\
 Y_{pq} &= Y_{pq} e^{j\theta_{pq}} \\
 e^{-j\theta} &= \cos \theta - j \sin \theta
 \end{aligned}
 \tag{2.19}$$

Dónde:

V_p : Es el módulo de la tensión en el nodo “p”

δ_p : Es el ángulo de la tensión en el nodo “p”

Y_{pq} : Es el módulo de la componente de orden “pq” de la matriz de admitancias

θ_{pq} : Es el ángulo de la componente de orden “pq” de la matriz de admitancias

Reemplazando la expresión se tiene lo siguiente:

$$P_p - jQ_p = V_p e^{-j\delta_p} \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q e^{j(\delta_q + \theta_{pq})}
 \tag{2.20}$$

$$P_p = \sum_{q=1}^n V_p Y_{pq} V_q \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})
 \tag{2.21}$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n V_p Y_{pq} V_q \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (2.22)$$

Dónde:

P_p : Potencia activa inyectada al nodo “p”

Q_p : Potencia reactiva inyectada al nodo “p”

Esto comprueba que P y Q en cada nodo son funciones de la magnitud y ángulo de la tensión de todos los nodos.

Si la potencia activa y potencia reactiva conocidas en cada nodo son especificadas usando el superíndice “sp”, se tiene que las ecuaciones anteriores pueden ser escritas de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} P_1(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_1^{sp} \\ &\dots \\ P_n(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_n^{sp} \\ &\dots \\ Q_1(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_1^{sp} \\ &\dots \\ Q_n(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_n^{sp} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Siguiendo el procedimiento general del método de Newton Raphson, descrito en la ecuación 2.16 se tiene que:

$$\begin{bmatrix} P_1^{sp} - P_1(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ P_n^{sp} - P_n(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ Q_1^{sp} - Q_1(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_1}{d\delta_1} & \dots & \frac{dP_1}{d\delta_n} & \frac{dP_1}{dV_1} & \dots & \frac{dP_1}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dP_n}{d\delta_1} & \dots & \frac{dP_n}{d\delta_n} & \frac{dP_n}{dV_1} & \dots & \frac{dP_n}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dQ_1}{d\delta_1} & \dots & \frac{dQ_1}{d\delta_n} & \frac{dQ_1}{dV_1} & \dots & \frac{dQ_1}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dQ_n}{d\delta_1} & \dots & \frac{dQ_n}{d\delta_n} & \frac{dQ_n}{dV_1} & \dots & \frac{dQ_n}{dV_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \dots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

O en forma abreviada la ecuación 2.24 se puede de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

En esta ecuación es resuelta iterativamente para conseguir los valores de tensión y ángulo, pero antes de usar esta ecuación se debe hacer dos modificaciones, debido a la presencia del nodo slack (nodo de referencia) y las nodos PV.

Cada sistema tiene nodo slack, cuyo propósito es servir como referencia de un voltaje nominal: $1.0 \angle 0^\circ$. Al ser conocidas dos de las magnitudes en la ecuación de 2.24 las columnas y las filas correspondientes a la magnitud de tensión y el ángulo en el nodo slack puede ser eliminado en la ecuación 2.24.

En la formación de la ecuación 2.24 se ha asumido que todas las barras son del tipo PQ. En los nodos PV, la potencia activa y la magnitud de la tensión son conocidas y por consiguiente los términos correspondientes a ΔQ y ΔV de cada nodo PV no son considerados, lo que significa que las filas y columnas correspondientes a la magnitud de tensión de cada nodo PV son eliminadas de la ecuación 2.24.

Luego de las modificaciones hechas debido al nodo slack y los nodos PV, el sistema es resuelto iterativamente para encontrar los valores finales de la magnitud de voltajes y los ángulos en todas las nodos, El proceso iterativo usa un mecanismo denominado criterio de convergencia basado en un vector de error, el cual es un vector columna de potencias activas y potencias reactivas que tiene los siguientes componentes.

$$\Delta P_p^k = P_p^{sp} - P_p^k \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_p^k = Q_p^{sp} - Q_p^k \quad (2.27)$$

Si para cada iteración K , el valor absoluto de cada error es menor que una tolerancia especificada se considera que el proceso iterativo converge. El valor de la tolerancia típicamente es usado de 0.001.

3. ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

3.1. Introduccion

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es un sistema dinámico en el cual los valores de sus parámetros (impedancias, etc.) y variables principales (voltajes, corrientes, potencia activa y reactiva y frecuencia) varían en el tiempo. Estas variaciones son conocidas como disturbios.

La mayor parte de los disturbios en el SEP se deban a cambios por variaciones normales de la carga y/o acciones programadas por los ingenieros encargados de la operación del SEP para realizar el mantenimiento de los elementos de la red de transmisión y plantas generadoras.

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos periodos de tiempo este funciona en estado estacionario (estable) es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes [5]

3.2. Concepto de la Estabilidad de voltaje

La estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición inicial de operación, de recuperar un estado de equilibrio después de someterse a una perturbación.

La estabilidad de voltaje también está relacionada con la capacidad de un sistema para mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la carga, después de

producirse una perturbación; en algunas ocasiones a la estabilidad de voltaje suele llamársele estabilidad de carga.

La inestabilidad de voltaje provoca la caída progresiva del voltaje en algunos buses del sistema, provocando la pérdida de carga en un área determinada, disparo de líneas de transmisión o en otros elementos de protección, que conducen a interrupciones en cascada. Aunque la inestabilidad de voltaje es un problema local, puede afectar a todo el sistema, llegando incluso a producir un colapso de voltaje. Se conoce como colapso de voltaje al proceso mediante el cual la inestabilidad produce una excesiva caída de voltaje en una parte significativa del sistema [6]

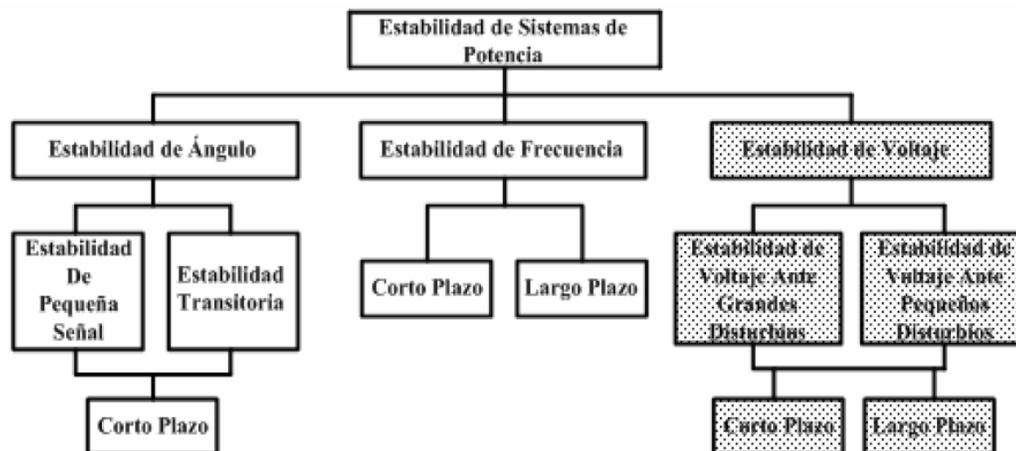


Figura 3.1 Estabilidad de SEP

La Figura 3.1 muestra un panorama general de la clasificación con la que se cuenta actualmente en el SEP, identificando sus distintas categorías y subcategorías. En esta clasificación se remarca el sector de la estabilidad de voltaje.

La estabilidad de voltaje se puede clasificar en cuatro categorías dependiendo del tamaño del Disturbio y del tiempo de estudio [7]

Estabilidad de voltaje de grandes disturbios: se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes estables tras grandes perturbaciones, tales como cortocircuitos en el sistema, pérdidas de generación o contingencias en los circuitos

de la red. Esta capacidad viene determinada por las características del sistema y de las cargas. El periodo de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos a decenas de minutos [8]

Estabilidad de voltaje de pequeños disturbios: se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes estables cuando se somete a pequeñas perturbaciones, tales como cambios incrementales en la carga del sistema [8].

Estabilidad de voltaje a corto plazo: involucra la dinámica de los componentes de acción rápida, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y reguladores automáticos de voltaje. El periodo de estudio de interés está en el orden de varios segundos, el análisis requiere de la solución de las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento del sistema [8].

Estabilidad de voltaje a largo plazo: involucra a los componentes de acción lenta, tales como transformadores con cambiadores de derivación, cargas controladas con termostato y limitadores de corriente de campo de generadores. El periodo de estudio de interés se extiende hasta varios minutos, en este marco de tiempo se considera que la mayoría de los elementos importantes en problemas de corto plazo han alcanzado sus condiciones de estado estacionario, por lo tanto éstos pueden ser representados por medio de ecuaciones algebraicas que definan el comportamiento del sistema [8]

3.3. Colapso de voltaje

Es el resultado catastrófico de una serie de eventos presentados en el sistema que conduce a la caída de voltaje en un nodo o varios del sistema. Un colapso de voltaje ocurre cuando no hay suficiente potencia reactiva disponible para suministrar en un área. La deficiencia de la potencia reactiva lleva a la caída de voltaje. Si los límites de transferencia de potencia se sobrepasan, el sistema se vuelve vulnerable a cualquier disturbio en la red, lo cual puede conducir a un colapso de voltaje [9].

La fuerza que maneja la inestabilidad del voltaje es generalmente la carga; en respuesta a un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurado por la acción los reguladores de voltaje de las máquinas y los cambiadores de taps de los transformadores.

Este restablecimiento de las cargas incrementa el estrés de la red de alta tensión incrementando el consumo de potencia reactiva y causando una mayor reducción en el voltaje. Una situación que causa inestabilidad del voltaje ocurre cuando las dinámicas de la carga procuran restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de la transmisión y de la generación en línea.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad del voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva atraviesa las reactancias inductivas de la red de la transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de la potencia y el soporte de voltaje. La transferencia de potencia y el soporte del voltaje se limitan más a fondo cuando algunos de los generadores llegan a sus límites máximos de la capacidad de corriente de campo. Adicionalmente se amenaza la estabilidad del voltaje cuando un disturbio aumenta la demanda de la potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de la potencia reactiva disponible.

3.3.1. Clasificación del Colapso de Voltaje

El colapso de voltaje es clasificado de acuerdo a la duración de los eventos inestables que conllevan al mismo como: largo tiempo, corto tiempo y transitorio.

Muchos eventos pueden causar que los nodos queden sin suministro de reactivos y por lo tanto no se pueda mantener la estabilidad de tensión, entre ellos están la transferencia de potencia eléctrica, la salida de líneas, la salida de generadores y equipos que suministran reactivos, los cambios de TAPs, la disminución de suministro de reactivos y los cambios de la carga [10].

Colapso de voltaje de largo tiempo. Es el resultado final de los eventos inestables creados por pequeños disturbios entre la carga y la generación que provocan sobrecargas en el sistema, los cuales duran desde minutos hasta varias horas

Colapso de voltaje de corto tiempo. Es el resultado final de los eventos inestables creados por varios disturbios ocasionados debido a grandes cambios en el suministro o el consumo de reactivos, que hacen que se presente una rápida disminución de los reactivos del sistema; estos eventos pueden durar entre varios segundos hasta minutos.

Colapso de voltaje transitorio. Es el resultado final de los eventos inestables creados por disturbios muy grandes como la pérdida de paso y el arranque de motores de inducción, provocando una rápida deficiencia de reactivos, los cuales duran menos de 15 segundos.

Tabla 3.1 Tipos de colapso de voltaje

Tipo	causa	Tiempo
Largo Tiempo	Uso de la reserva de la potencia reactiva.	Varios minutos hasta horas
Corto Tiempo	Salida de elementos importantes que impiden el suministro completo de los reactivos a las cargas.	De varios segundos a 5 minutos
Transitorio	Motores de inducción conducen a deficiencia de reactivos	Menos de 15 segundos

3.4. Metodos para Realizar el estudio de la Estabilidad de Voltaje

3.4.1. introduccion

Los métodos utilizados para el estudio de la estabilidad de voltaje se basan en la detección y la predicción del problema. Los métodos de detección encuentran el estado de operación de los nodos del sistema y los métodos de predicción encuentran los márgenes y límites de estabilidad de voltaje en el cual los nodos pueden operar antes de la inestabilidad [8].

Un estudio de estabilidad de voltaje determina los voltajes en los nodos de carga y nodos de suministro, la potencia entregada y consumida, las pérdidas en las líneas de transmisión. Con los resultados obtenidos puede realizarse un análisis de variaciones del voltaje ante la potencia activa y reactiva, utilizando diversas técnicas que permiten obtener el margen y el límite de estabilidad. Los métodos de estudio de la estabilidad de voltaje se pueden dividir en métodos analíticos y métodos de monitoreo.

Métodos Analíticos. Se basan en el estudio detallado de los comportamientos de variables, parámetros y elementos del sistema, con el fin de encontrar soluciones de diseño y criterios de operación que permitan al sistema trabajar lejos del punto de inestabilidad. Cada uno de estos métodos utiliza una técnica matemática, la cual es implementada en una herramienta computacional. Las técnicas utilizadas para el análisis se emplean para régimen estático y dinámico, las cuales encuentran los estados de operación, el límite de estabilidad, las distancia al límite por medio de índices de medición y la respuesta de elementos ante las variaciones inestables. Las técnicas de análisis están basadas en estudios por medio de flujos convencionales, flujos progresivos y análisis dinámicos.

Métodos de Monitoreo. Los métodos de monitoreo se basan en la toma de datos que ayudan a encontrar los estados de operación, el límite de estabilidad, el margen de estabilidad y los nodos débiles del sistema, por medio de la variación de voltajes, corriente, potencia reactiva y ángulos de los vectores, los cuales se realizan por

medio de la medición. Pueden utilizarse como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de voltaje en línea y fuera de línea.

3.4.2. Restricciones en la transferencia de potencia

La Figura 3.2 muestra a grandes rasgos una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Éste se conforma de un nodo de carga, que es alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, a través de una línea de transmisión [11].

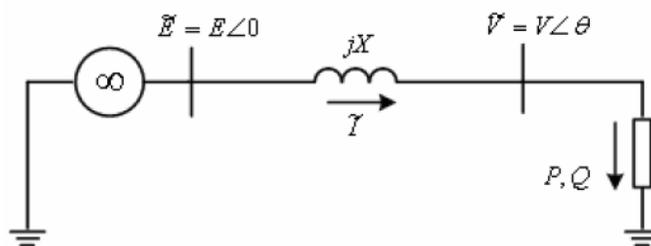


Figura 3.2 Circuito representativo de un sistema radial

Para generalizar el concepto del análisis, los nodos de este sistema pueden ser percibidos también como un nodo de envío y un nodo de recepción, en donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga, depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos, y de sus respectivos ángulos de fase. En la Figura 3.3 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga

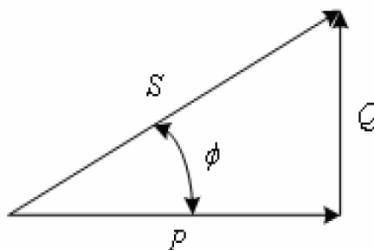


Figura 3.3 Triángulo de potencia

De la figura anterior, P , Q y S , representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente. De este triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos\phi \quad (3.1)$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P , Q , y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se aprecia en la Figura 3.2, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están en p.u. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$V = E - jXI \quad (3.2)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = VI^* = V \frac{E^* - V^*}{-jX} \quad (3.3)$$

$$S = \frac{j}{X} (EV \cos\theta + jEV \sin\theta - V^2) \quad (3.4)$$

Separando la ecuación (3.4) en partes real e imaginaria:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin\theta \quad (3.5)$$

$$Q = \frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\theta \quad (3.6)$$

Las ecuaciones (3.4 y 3.5) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q , estas ecuaciones tienen que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y θ .

En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como es el caso de los SEP, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa [12 y 13]. En el sentido estricto de la palabra, este desacoplamiento aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga [12].

En el análisis que se lleva a cabo, se toman en consideración las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo θ de las ecuaciones (3.4 y 3.5). Bajo esta suposición y después de realizar algunas operaciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (3.7)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a V^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (3.8)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (3.7), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^2}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}} \quad (3.9)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la Figura 3.3, la potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (3.10)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo θ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo a la ecuación 3.10, Q depende de P , y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P .

3.5. Curvas PV

La relación entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés en estudios en estabilidad de voltaje, y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas denominadas PV. Para el ejemplo que se está examinando, dichas curvas se pueden obtener a partir de que se conocen las dos soluciones para la ecuación 3.9

Una curva PV representativa del sistema analizado se muestra en la Figura 3.4, para una condición de operación tal que, $\tan \phi = 0.2$.

Como se mencionó, para un factor de potencia dado, la ecuación (3.9) tiene dos posibles soluciones:

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva

por arriba de la línea punteada, marcada en la Figura 3.4, y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.

2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

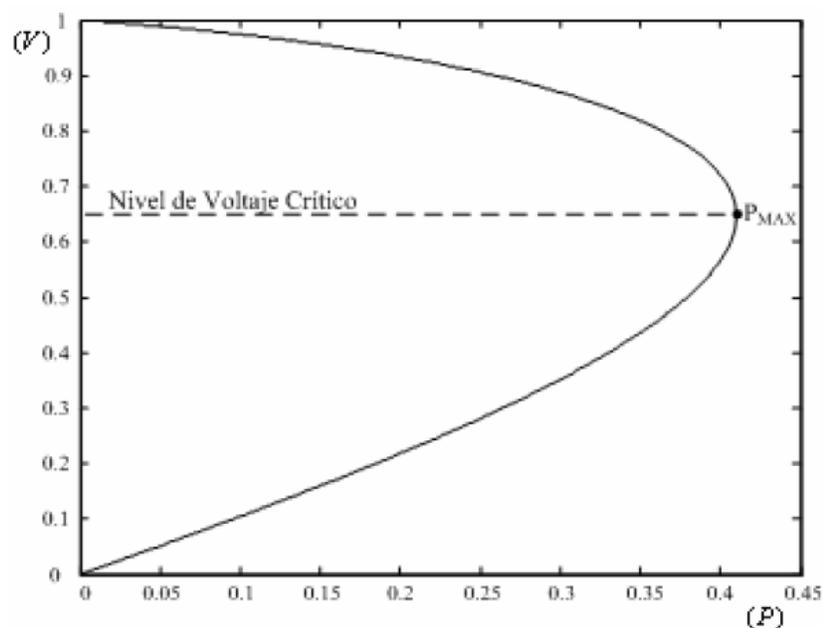


Figura 3.4 Curva PV con tag = 0.2

En relación con la Figura 3.4, en la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de voltaje disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como de potencia máxima P_{max} . Este punto en específico tiene varias definiciones en los análisis de estabilidad de voltajes; por ejemplo, punto crítico de voltaje o punto de colapso de voltaje. Otros términos menos técnicos lo denominan como rodilla de la curva, o punta de la nariz. El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero

incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de voltaje. Si por esta razón, el punto de operación se ubica en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de voltaje también lo hace, lo que es una señal manifiesta de una operación inestable del sistema.

Para explicar de qué depende el valor de P_{max} , primero se considera que la potencia de carga se comporta como una impedancia de carga. Una vez asumido esto, se aplica un concepto del análisis de redes eléctricas denominado como problema de adaptación de carga [14], o teorema de máxima transferencia de potencia, el cual indica que la máxima potencia de carga se alcanza cuando la impedancia de carga es igual en magnitud a la impedancia de la fuente, o en este caso, la impedancia de la línea mostrada en la Figura 3.2.

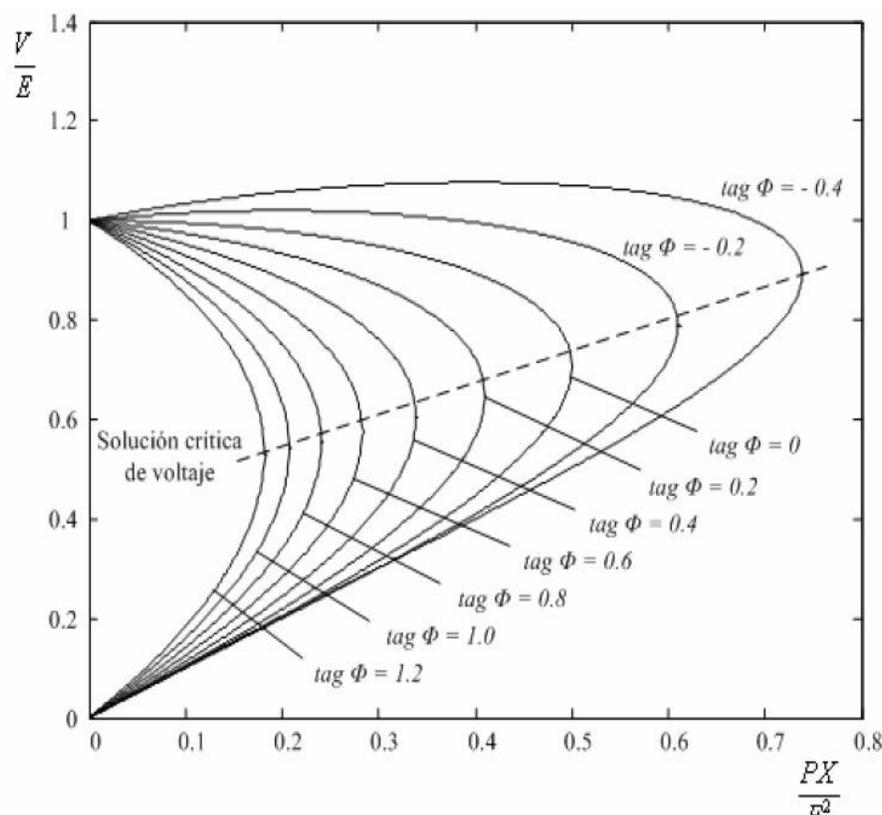


Figura 3.5 Curva PV a diferentes FP

Las curvas PV son de mucha utilidad para realizar análisis conceptuales de los problemas de estabilidad de voltaje en sistemas radiales, y desempeñan un papel importante para su entendimiento. En la Figura 3.5 se muestran otras curvas PV para el circuito elemental que se ha estado analizando. Estas curvas PV están normalizadas sobre la potencia de cortocircuito del sistema (E_2/X). Cada una de ellas corresponde a un factor de potencia diferente.

Como se puede apreciar en cada una de las formas que describen las curvas PV mostradas en la figura anterior, el factor de potencia establecido por la carga tiene un efecto importante en la característica potencia – voltaje del sistema.

Otro aspecto que es conveniente señalar es cuando se tiene el caso de un factor de potencia en adelanto ($\text{tag } \Phi < 0$), el cual se consigue a través de la compensación en derivación del sistema. Para esta condición de operación, el punto en el cual se alcanza el valor de P_{max} se incrementa, y junto con ello también se incrementa la magnitud de voltaje. Esto es debido a que para valores negativos de ($\text{tag } \Phi$), a mayor potencia activa consumida por la carga, mayor es la potencia reactiva producida por la misma. Esta situación es algo ambigua, ya que el límite de potencia máxima puede ser alcanzado a niveles de voltaje que se encuentren dentro de un rango normal de operación, ocultando con esto la condición real del sistema.

Hasta el momento sólo se ha comentado la característica que se presenta entre la potencia activa de carga y la magnitud de voltaje, pero como se está considerado un factor de potencia constante, de acuerdo con la ecuación (3.10), para cada valor calculado de la potencia activa P , existe un valor correspondiente para la potencia reactiva de carga Q . La potencia reactiva de carga entra al contexto de este análisis a través de la Figura 3.4, en donde todas las curvas PV mostradas en la Figura 3.5 se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q , en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de voltaje V .

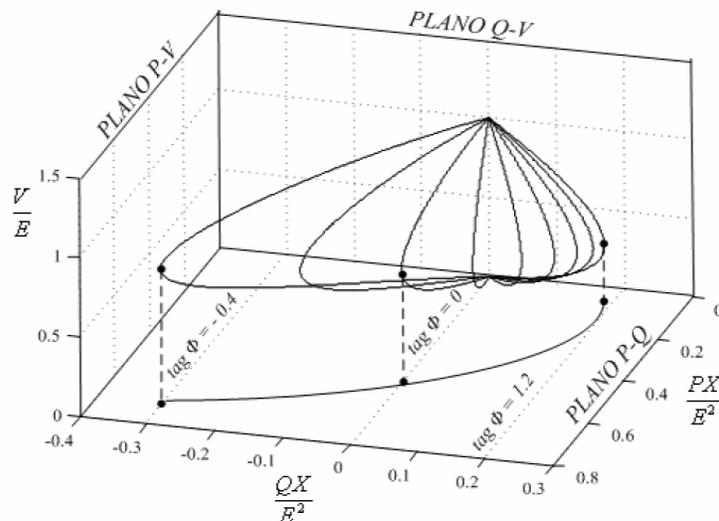


Figura 3.6 Voltaje en función de la potencia activa y reactiva de carga

Una vez examinado el comportamiento de las curvas PV, y explicado algunas de sus características, es más fácil entender la Figura 3.6. Ésta se conforma de tres planos, que se denominan PV, QV y PQ, respectivamente. Se revisan tres condiciones de operación, tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de voltaje, todos ellos señalados en la Figura 3.6:

1. Factor de potencia en adelanto, $\text{tag } \Phi = -0.4$. Bajo esta condición se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, y en vez de esto, la está suministrando; esto se denota por medio signo negativo de Q mostrado en la gráfica.
2. Factor de potencia unitario, $\text{tag } \Phi = 0$. Este es un caso en el que la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia se encuentra en un valor cero.
3. Factor de potencia en atraso, $\text{tag } \Phi = 1.2$. Operando de esta manera la carga consume tanto potencia activa como potencia reactiva, que por lo general, este es un caso normal de operación.

Así, cada uno de los puntos que se encuentra ubicado en el espacio de tres dimensiones, puede ser proyectado hacia cualquiera de los planos definidos,

proporcionando con esto, el valor de dos de los tres parámetros manejados para una condición específica de operación. Por ejemplo, la proyección de cada uno de estos puntos hacia el plano PV, da como resultado las curvas PV mostradas en la Figura 3.4 y similarmente se forman las curvas de los planos QV y PQ.

3.6. Curvas QV

Para grandes redes malladas, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujo de potencia. Las curvas VQ grafican el voltaje en un nodo crítico o de prueba contra la potencia reactiva en el mismo bus. Un capacitor síncrono ficticio es utilizado como artificio para representar la inyección de potencia reactiva en el bus de prueba. En términos de un programa de flujos de potencia, el bus de prueba es convertido en un “nodo PV” sin límites de potencia reactiva. Las simulaciones de flujos de potencia son efectuadas para una serie de voltajes asignados al capacitor síncrono, de esta forma la potencia reactiva entregada por el capacitor síncrono es graficada contra los voltajes asignados. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el bus de prueba, el punto de operación se encontraría en el valor cero de potencia reactiva, lo cual corresponde a remover el capacitor síncrono ficticio [12,15]. La Figura 3.7 muestra una familia de curvas VQ (a diferentes valores de potencia activa).

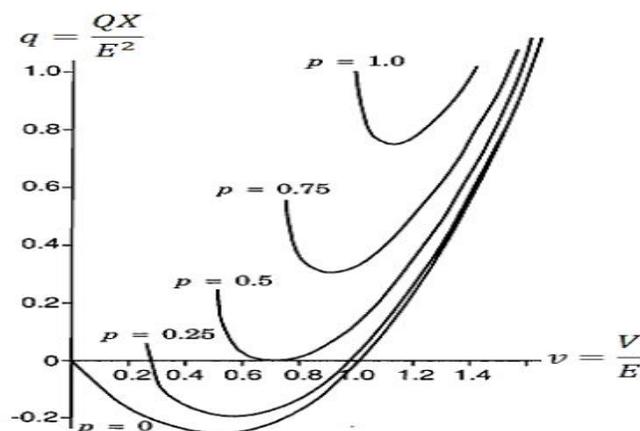


Figura 3.7: Familias de curvas QV

Estas curvas son frecuentemente llamadas curvas QV sin embargo, es importante señalar que al emplear la terminología VQ se hace énfasis que el voltaje es la variable independiente. Las curvas VQ tienen varias ventajas como [12]

La seguridad del voltaje está muy relacionada con la potencia reactiva, por lo que las curvas VQ mostraran la cantidad necesaria de potencia reactiva para obtener un nivel específico de voltaje. El punto mínimo de la curva es el punto crítico, es decir, todos los puntos a la izquierda del punto crítico (parte izquierda de la curva) son inestables.

Asimismo, todos los puntos a la derecha del punto crítico (parte derecha de la curva) son estables. Si el punto crítico de la curva, está por encima del eje horizontal, el sistema es deficiente de potencia reactiva, pero si el punto crítico está por debajo del eje horizontal el sistema tiene un margen de potencia reactiva (Fig. 3.8a).

- Las curvas VQ pueden ser calculadas en punto a lo largo de la curva PV para analizar la robustez del sistema.
- Las características de compensación reactiva en derivación del bus de prueba (capacitor, SVC o capacitor síncrono), pueden ser dibujadas directamente en la curva VQ. El punto de operación es la intersección de la característica VQ del sistema y de la característica de la compensación reactiva (Fig. 3.8b). Esto es de utilidad debido a que la compensación reactiva es a menudo la solución para los problemas de estabilidad de voltaje.
- La pendiente de la curva VQ indica la robustez del bus de prueba (el ΔV para un ΔQ).
- Para mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede ser dibujada en la misma gráfica. Cuando los generadores cercanos alcanzan sus límites de VAR, la pendiente de la curva será menos pronunciada y se acercara a la parte inferior de la curva.

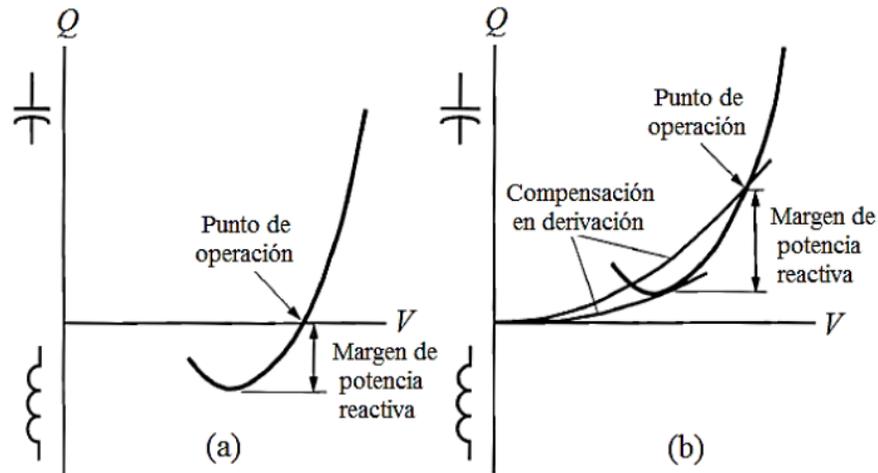


Figura 3.8: Márgenes de potencia reactiva

Desde el punto de vista computacional el artificio del nodo PV minimiza los problemas de divergencia de los flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso por el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando los voltajes en los buses alejados del bus PV, son arrastrados a valores muy bajos. Las necesidades de re-asignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia activa, son provocados por los cambios en las pérdidas [12].

4. ESTABILIDAD DE TENSION MEDIANTE ANALISIS MODAL.

4.1. Introducción

La estabilidad de tensión es un fenómeno dinámico y puede ser estudiado usando el análisis dinámico. Sin embargo, como se mencionó anteriormente el análisis dinámico no proveen directamente información acerca de la cercanía del SEP a la inestabilidad de voltaje y además tiene alto requerimientos en el software e ingeniería para el análisis e interpretación de los resultados.

El análisis de estado estacionario resulta conveniente debido a su sencillez de realizar a comparación del análisis dinámico, además permite una buena comprensión del problema “tensión – Potencia Reactiva” ($V - Q$). Sin embargo, las aplicaciones del análisis dinámico son recomendadas para el análisis de situaciones específicas de colapso de tensión y ara la coordinación de los dispositivos de control y protección.

Para el análisis de estabilidad de tensión de un SEP en cualquier condición de operación se tiene en cuenta el examen de dos aspectos básicos:

- a) Proximidad a la inestabilidad de voltaje: la cercanía del sistema a la inestabilidad de voltaje se puede medir en función de cantidades físicas, como nivel de carga, flujo de potencia activa por una interfaz crítica y la reserva de potencia reactiva. Deben considerarse las posibles contingencias, como interrupciones o cortes en líneas, pérdida de una unidad generadora o una fuente de potencia reactiva.
- b) Mecanismos de inestabilidad de voltaje: ¿cómo y por qué sucede la inestabilidad de voltaje?, ¿cuáles son los factores principales que conducen a la inestabilidad?, ¿cuáles son las áreas propensas a presentar inestabilidad de

voltaje? y ¿cuáles son las formas más efectivas para mejorar la inestabilidad de voltaje?

Las técnicas de análisis estacionario permiten examinar una amplia gama de condiciones del sistema y pueden describir la naturaleza del problema, indicando los principales factores causantes. El análisis dinámico es útil para llevar a cabo el estudio detallado de situaciones de inestabilidad de voltaje específicas, coordinación de protecciones y controles, así como las pruebas de las medidas correctivas. Además, con las simulaciones dinámicas se podrá determinar la evolución del sistema para que esté alcance el régimen estacionario y como sucederá esto. A continuación se describen de manera general las técnicas dinámicas y estáticas para analizar la estabilidad de voltaje.

Análisis dinámico [13,16]: La estructura general del modelo del sistema para el análisis de estabilidad de voltaje es semejante a la del análisis de estabilidad transitoria. Las ecuaciones generales del sistema se pueden expresar de la siguiente forma:

$$[\dot{X}] = f(X, V) \quad (4.1)$$

Y un conjunto de ecuaciones algebraicas:

$$[X] = f(X, V) \quad (4.2)$$

Con un conjunto de condiciones iniciales conocidas (X_o, V_o) , donde:

[X]: vector de estado del sistema.

[V]: vector de voltaje de los buses.

[I]: vector de inyección de corrientes.

[Y]: matriz de admitancias nodales de la red.

La ecuación (4.1) se puede resolver en el dominio del tiempo al emplear algún método de integración numérica, mientras que la ecuación (4.2) se puede resolver utilizando los métodos de análisis de flujos de potencia, con estas herramientas se puede evaluar la estabilidad de voltaje del sistema de manera dinámica

Análisis estático [16]: El método estático que captura instantánea las condiciones del sistema en varios marcos de tiempo. En cada uno de estos marcos se supone que $[X]$ es cero de la ecuación (4.2) y que las variables de estado asumen valores adecuados para el marco específico de tiempo. Así las ecuaciones generales del sistema se reducen a ecuaciones puramente algebraicas que permiten usar técnicas de análisis estático.

En el análisis estático se determina la estabilidad de voltaje al calcular las curvas PV y VQ para ciertos buses seleccionados. En esta tesis se enfocara en el análisis el análisis modal. Este método proporciona información relacionada con la estabilidad de voltaje desde una perspectiva a nivel de todo el sistema, así como también poder identificar áreas con problemas potenciales.

El análisis modal es una técnica de estado estacionario capaz de cubrir los aspectos básicos involucrados en el análisis de la estabilidad de tensión, en el cual se analiza los valores propios y los vectores propios de la matriz “Jacobiana reducida” del sistema (J_R), que contiene las relaciones V- Q del sistema. La magnitud de los vectores propios provee información relacionada con las áreas y elementos críticos del SEP.

4.2. Analisis de Sensibilidad VQ

Un sistema es estable en términos de voltaje para una condición de operación determinada, si para cada nodo del sistema la magnitud de voltaje aumenta a medida que la inyección de potencia reactiva en el mismo bus se incrementa. Un sistema es inestable en términos de voltaje si por lo menos en un nodo del sistema la magnitud

de voltaje disminuye a medida que la inyección de potencia reactiva en el bus se incrementa. En otras palabras, un sistema es estable en términos de voltaje si la sensibilidad VQ es positiva en todos los buses, e inestable si la sensibilidad VQ es negativa en al menos un nodo [17]

Recordando de la ecuación 2.25, las ecuaciones linealizadas de estado estacionario de un sistema de potencia están dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Dónde:

$[\Delta P]$: Cambio incremental en la potencia activa del bus.

$[\Delta Q]$: Cambio incremental en la potencia reactiva del bus.

$[\Delta\delta]$: Cambio incremental en el ángulo de voltaje del bus.

$[\Delta V]$: Cambio incremental en la magnitud de voltaje del bus

La ecuación anterior es conocida como la matriz jacobiana la cual proporcionan la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en el nodo. Si se utiliza el modelo convencional de flujos de potencia para el análisis de la estabilidad de voltaje, la matriz jacobiana (4.3) será la misma matriz jacobiana utilizada cuando se resuelven las ecuaciones de flujo de potencia utilizando el método de Newton-Raphson.

La estabilidad de voltaje de un sistema es afectada tanto por la potencia activa como por la potencia reactiva. Sin embargo, en cada punto de operación se puede mantener constante la potencia activa y evaluar la estabilidad de voltaje considerando las relaciones incrementales entre la potencia reactiva y el voltaje.

Esto es análogo al procedimiento utilizado para la construcción de la curva VQ . A pesar de que los cambios incrementales de potencia activa son despreciados en la

formulación, los efectos de los cambios de carga en el sistema o los niveles de transferencia de potencia, son tomados en cuenta mediante el estudio de las relaciones incrementales entre la potencia reactiva y el voltaje en diferentes condiciones de operación.

Basado en las consideraciones anteriores, sea $[\Delta P]=0$, la ecuación (4.3) adopta la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

De la cual se plantean las siguientes dos ecuaciones:

$$\begin{aligned} 0 &= [J_{P\delta}][\Delta\delta] + [J_{PV}][\Delta V] \\ \Delta Q &= [J_{Q\delta}][\Delta\delta] + [J_{QV}][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.5)$$

Despejando $[\Delta\delta]$ de la primera ecuación de (4.5) se obtiene:

$$\begin{aligned} [J_{P\delta}][\Delta\delta] &= -[J_{PV}][\Delta V] \\ [\Delta\delta] &= -[J_{P\delta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.6)$$

Sustituyendo (4.6) en la segunda ecuación de (4.5):

$$\begin{aligned} \Delta Q &= -[J_{Q\delta}][J_{P\delta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] + [J_{QV}][\Delta V] \\ \Delta Q &= \{[J_{QV}] - [J_{Q\delta}][J_{P\delta}]^{-1}[J_{PV}]\}[\Delta V] \\ \Delta Q &= [J_R][\Delta V] \end{aligned} \quad (4.7)$$

Dónde:

$$[J_R] = [J_{QV}] - [J_{Q\delta}][J_{P\delta}]^{-1}[J_{PV}]$$

La matriz $[J_R]$ es conocida como la matriz jacobiana reducida del sistema, la ecuación (4.7) se puede escribir como:

$$[\Delta V] = [J_R]^{-1}[\Delta Q] \quad (4.8)$$

La matriz $[J_R]$ relaciona directamente el voltaje y la inyección de potencia reactiva en los buses del sistema. Eliminando la potencia activa y el ángulo que forman parte de las ecuaciones de estado estacionario del sistema, se permite centrar el estudio en la demanda de reactivos del sistema. Los elementos de la matriz $[J_R]^{-1}$ representan las sensibilidades VQ de los buses del sistema, los elementos que forman la diagonal principal de esta matriz representan las sensibilidades propias, mientras que los elementos fuera de la diagonal principal representan las sensibilidades mutuas [6,13.17].

La sensibilidad VQ en un bus representa la pendiente de la curva VQ en un punto de operación determinado. Una sensibilidad VQ positiva es indicativo de un punto de operación estable; entre menor sea la sensibilidad más estable es el sistema. A medida que la estabilidad disminuye la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad (máxima cargabilidad). De manera contraria, una sensibilidad VQ negativa es indicativa de un punto de operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa un punto de operación muy inestable [13,17].

4.3. Analisis Modal

El enfoque del análisis modal tiene la ventaja adicional con respecto al análisis de sensibilidad VQ de proporcionar información relacionada con los mecanismos de inestabilidad de voltaje. Las características de estabilidad de voltaje se pueden identificar al calcular los valores y los vectores característicos de la matriz jacobiana reducida $[J_R]$ definida por la ecuación (4.8).

Este método se basa en la suposición de que la matriz $[J_R]$ es simétrica. Si se desprecia la resistencia de líneas de transmisión y transformadores, así como el efecto de los transformadores con cambiadores de fase, la matriz de admitancia nodal será simétrica por lo que la matriz $[J_R]$ también será simétrica [13,18].

Los valores característicos de la matriz $[J_R]$ son los n parámetros escalares λ que satisfacen la ecuación característica:

$$\det([J_R] - \lambda[I]) = 0 \quad (4.9)$$

Para cada valor característico λ_i existe un vector columna $[\zeta_i]$ de orden $n \times 1$, denominado vector característico derecho que satisface la siguiente condición:

$$[J_R][\zeta_i] = \lambda_i[\zeta_i] \quad (4.10)$$

De forma análoga, para cada valor característico λ_i existe un vector fila $[n_i]$ de orden $1 \times n$, denominado vector característico izquierdo que satisface la siguiente condición:

$$[n_i][J_R] = \lambda_i[n_i] \quad (4.11)$$

Los vectores característicos derecho e izquierdo correspondientes a diferentes valores característicos tienen la propiedad de ser ortogonales. En otras palabras, si λ_i no es igual a λ_j , se cumple que:

$$[n_j][\zeta_i] = 0 \quad (4.12)$$

Sin embargo, en el caso de que los vectores característicos correspondan al mismo valor característico se tiene que:

$$[n_i][\zeta_i] = C_i \quad (4.13)$$

Donde C_i es una constante diferente de cero, sin embargo es práctica común normalizar los vectores característicos derecho e izquierdo de tal manera que:

$$[n_i][\zeta_i] = 1 \quad (4.14)$$

Los valores y vectores característicos son denominados propiedades características de una matriz. Con la finalidad de expresar las propiedades características de la matriz $[J_R]$ en forma resumida es conveniente definir las siguientes matrices modales:

$$[\xi] = [\zeta_1 \ \zeta_2 \ \dots \ \zeta_n] \quad (4.15)$$

$$[n] = ([n_1]^T \ [n_2]^T \ \dots \ [n_n]^T)^T \quad (4.16)$$

$$[\Lambda] = \text{diag}(\lambda_1 \ \lambda_2 \ \dots \ \lambda_n) \quad (4.17)$$

Cada una de las matrices $[\xi]$, $[n]$ y $[\Lambda]$ son de orden $n \times n$. En términos de estas matrices, las ecuaciones (4.12) y (4.15) pueden ser expresadas de la siguiente forma respectivamente.

$$[n][J_R] = [\Lambda][n] \quad (4.18)$$

$$[n][\xi] = [I] \quad (4.19)$$

Despejando $[n]$ de la ecuación (4.20):

$$[n] = [\xi]^{-1} \quad (4.20)$$

Despejando $[J_R]$ de (4.19) y utilizando (4.21) se obtiene:

$$\begin{aligned} [n]^{-1}[n][J_R] &= [n]^{-1}[\Lambda][n] \\ [J_R] &= [\xi][\Lambda][n] \end{aligned} \quad (4.21)$$

Dónde:

$[\xi]$: Matriz de vectores característicos normalizados derechos de $[J_R]$.

$[n]$: Matriz de vectores característicos normalizados izquierdos de $[J_R]$.

$[\Lambda]$: Matriz diagonal de valores característicos de $[J_R]$.

De la ecuación (4.22) se puede plantear que:

$$[J_R]^{-1} = [\xi][\Lambda]^{-1}[n] \quad (4.22)$$

Continuando con el análisis, sustituyendo (4.23) en (4.9) se obtiene:

$$[\Delta V] = [\xi][\Lambda]^{-1}[n][\Delta Q] = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} [\xi_i][n_i] [\Delta Q] \quad (4.23)$$

Cada valor característico λ_i y los correspondientes vectores característicos asociados $[\xi_i]$ y $[n_i]$ definen el i-ésimo modo de variación VQ del sistema de potencia.

Multiplicando ambos lados de (4.24) por $[\xi]^{-1}$ y considerando (4.21) se tiene:

$$[\xi]^{-1}[\Delta V] = [\xi]^{-1}[\xi][\Lambda]^{-1}[n][\Delta Q] \quad (4.24)$$

$$[\xi]^{-1}[\Delta V] = [\Lambda]^{-1}[n][\Delta Q]$$

$$[n][\Delta V] = [\Lambda]^{-1}[n][\Delta Q]$$

De (4.25) se puede definir:

$$[v_{mod}] = [\Lambda]^{-1}[q_{mod}] \quad (4.25)$$

Dónde:

$[v_{mod}] = [\eta] [\Delta V]$: es el vector de variaciones de voltajes modales.

$[q_{mod}] = [\eta] [\Delta Q]$: es el vector de variaciones de potencias reactivas modales.

La diferencia entre las ecuaciones (4.9) y (4.26) es que la matriz $[\Lambda]^{-1}$ es una matriz diagonal, mientras que la matriz $[J_R]^{-1}$, en general, no es diagonal. La ecuación (4.26) representa ecuaciones desacopladas de primer orden, por lo que esta ecuación puede expresarse como:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ \vdots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Por lo tanto, para el i -ésimo modo se tiene que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (4.27)$$

En este sentido la magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del i -ésimo voltaje modal.

El valor característico λ_i positivo más pequeño indica como el i -ésimo voltaje modal está más cercano a ser inestable [13,16].

Por lo que:

- Si $\lambda_i > 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia reactiva modal están en la misma dirección, indicando que el sistema es estable en términos de voltaje.
- Si $\lambda_i < 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia reactiva modal están en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en términos de voltaje.
- Si $\lambda_i = 0$, el i -ésimo voltaje modal colapsaría debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal provoca cambios infinitos en el voltaje modal.

Si se desean examinar las relaciones entre las sensibilidades VQ de los buses y los valores característicos de $[J_R]$; de la ecuación (4.24), se puede suponer que $[\Delta Q] = [e_k]$, si los elementos de $[e_k]$ son iguales a cero, excepto el k -ésimo elemento el cual es uno. Se tiene entonces que:

$$[\Delta V] = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} [\eta_{ik}] [\xi_i] \quad (4.28)$$

Donde η_{ik} es el k -ésimo elemento $[\eta_i]$.

Por lo que la sensibilidad VQ en el bus k está dada por:

$$\left[\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} \right] = \sum_{i=1} \lambda_i^{-1} [\eta_{ik}] [\xi_i] \quad (4.29)$$

De la ecuación anterior se puede observar que las sensibilidades VQ no pueden identificar modos individuales de inestabilidad de voltaje, en cambio estas proporcionan información con respecto a los efectos combinados de todos los modos de las variaciones de voltaje-potencia reactiva [13].

La magnitud de los valores característicos puede proporcionar una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Sin embargo los valores característicos no indican una medida absoluta debido a la no linealidad del problema. La aplicación del análisis modal ayuda a determinar qué tan estable es el sistema y cuanta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser agregado. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal resulta muy útil para identificar las áreas críticas en estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo [13].

4.3.1. Factores de participación de nodo

La participación relativa del bus k en el modo i está dada por el factor de participación de bus determinado por:

$$P_{ki} = \xi_i n_{ik} \quad (4.30)$$

De la ecuación (4.31), se puede observar que P_{ki} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad VQ en el bus k . Los factores de participación de buses determinan las áreas asociadas con cada modo. De esta forma se pueden identificar áreas débiles de voltaje o áreas inestables. La suma de todas las participaciones de buses para cada modo es igual a la unidad debido a que los correspondientes vectores característicos derechos e izquierdos están normalizados [13].

En general hay dos tipos de modos:

- Modos localizados: tiene muy pocos buses con grandes participaciones y todos los buses restantes tienen participaciones cercanas a cero.
- Modos no localizados: tiene muchos buses con pequeñas pero similares participaciones y el resto de los buses cuenta con participaciones cercanas a cero.

Un modo localizado típico se presenta cuando un bus de carga está conectado a una red muy robusta a través de una línea de transmisión larga. En cambio un modo no localizado típico se presenta cuando en una región de un sistema es sometida a incrementos de carga y el principal soporte de potencia reactiva de esta región no puede soportar el incremento.

Un modo localizado típico se presenta cuando un bus de carga está conectado a una red muy robusta a través de una línea de transmisión larga. En cambio un modo no localizado típico se presenta cuando en una región de un sistema es sometida a incrementos de carga y el principal soporte de potencia reactiva de esta región no puede soportar el incremento.

Es poco práctico e innecesario calcular todos los valores característicos de $[J_R]$ para un sistema real con varios miles de buses. Por otro lado, calcular solamente el mínimo valor característico de $[J_R]$ no es suficiente debido a que existe generalmente más de un modo débil asociado con diferentes partes del sistema, y el modo asociado con el valor característico mínimo podría no ser el modo más problemático conforme el sistema es estresado. En la práctica rara vez es necesario calcular más de 5 o 10 de los valores característicos más pequeños para identificar los modos más críticos [13].

4.3.2. Factor de participación de ramas

Para calcular el factor de participación de la j -ésima rama asociado con el modo i , se puede realizar el siguiente análisis. Despejando $[\Delta Q]$ de (4.26) y considerando (4.21) Además se puede asumir que el vector de variaciones de potencias reactivas modales $[q_{mod}]$ tiene todos sus elementos igual a cero excepto el i -ésimo, el cual es igual a uno, el correspondiente vector de variaciones de potencia reactiva es:

$$[\Delta Q^{(i)}] = [n]^{-1}[q_{mod}] = [\xi][q_{mod}] = [\xi_i] \quad (4.31)$$

Con el vector de variaciones de potencia reactiva de bus, se puede definir el vector de variaciones de voltaje de bus $[\Delta V^{(i)}]$:

$$[\Delta V^{(i)}] = \frac{1}{\lambda_i} [\Delta Q^{(i)}] = \frac{1}{\lambda_i} [\xi_i] \quad (4.32)$$

Y el correspondiente vector de variaciones de ángulo de bus a partir de (4.6) es:

$$[\Delta \theta^{(i)}] = -[J_{PQ}]^{-1} [J_{PV}] [\Delta V^{(i)}] = -[J_{PQ}]^{-1} [J_{PV}] \frac{1}{\lambda_i} [\xi_i] \quad (4.33)$$

Con las variaciones de voltaje ($[\Delta V^{(i)}]$) y ángulo ($[\Delta \theta^{(i)}]$), de un bus de envío (k) y uno de recepción (m), puede calcularse el cambio linealizado de pérdidas de potencia reactiva en la jésima rama, utilizando la siguiente ecuación [13].

$$[\Delta Q_{perd}] = \text{imag}\{\Delta S_k^{(i)} + \Delta S_m^{(i)}\} \quad (4.34)$$

En donde:

$$\Delta S_k^{(i)} = \frac{(\Delta V_k^{(i)} \angle \theta_k^{(i)})^2}{Z_{km}} + (\Delta V_k^{(i)} \angle \theta_k^{(i)})^2 (Y_k) \quad (4.35)$$

$$\Delta S_m^{(i)} = \frac{(\Delta V_m^{(i)} \angle \theta_m^{(i)})^2}{Z_{mk}} + (\Delta V_m^{(i)} \angle \theta_m^{(i)})^2 (Y_m)$$

Por lo tanto, la participación relativa de la rama j en el modo i está dada por el factor de participación:

$$(4.36)$$

$$P_{ij} = \frac{\Delta Q_{perd}(\text{para la rama } j)}{\max[\Delta Q_{perd}(\text{de todas las ramas})]}$$

Los factores de participación de ramas indican, para cada modo, las ramas que consumen más potencia reactiva, en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva. Las ramas con grandes factores de participación son enlaces débiles o son ramas altamente cargadas. Los factores de participación de las ramas son útiles para identificar las medidas correctivas que permiten corregir problemas de estabilidad de voltaje y para seleccionar las contingencias más críticas que pudieran presentarse en el sistema [13,16].

4.4. Control de voltaje y potencia reactiva.

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control del voltaje y de la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos [13]:

- Los voltajes en las terminales de todos los equipos en el sistema deben de estar dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de la compañía suministradora como de los consumidores son diseñados para operar a un cierto voltaje nominal. La operación prolongada de los equipos a voltajes fuera de rango de operación puede causar efectos adversos en su desempeño y posiblemente causar daño.
- La estabilidad del sistema aumenta para maximizar la utilización del sistema de transmisión. El control de la potencia reactiva y el voltaje tienen un gran impacto en la estabilidad de voltaje del sistema.
- El flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las pérdidas I^2R e I^2X a un mínimo práctico. Esto asegura que el sistema de transmisión opere eficientemente, principalmente para la transferencia de potencia reactiva.

El problema de mantener los voltajes dentro de los límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema de potencia suministra potencia a un gran número de

cargas que son alimentadas desde varias unidades de generación. Como las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva varían también.

Debido a que la potencia reactiva no puede ser transmitida por grandes distancias, el control de voltaje debe ser efectuado por el uso de dispositivos especiales dispersos a través del sistema. La selección y coordinación apropiada de equipos para el control de potencia reactiva y voltaje son uno de los mayores retos de ingeniería en los sistemas de potencia.

4.5. Metodos de control de voltaje

El control de los niveles de voltaje está acompañado del control de la producción y absorción de potencia reactiva en todo el sistema. Las unidades de generación proveen los medios básicos de control de voltaje, los reguladores automáticos de voltaje controlan la excitación de campo para mantener el nivel de voltaje programado en las terminales del generador. Medios adicionales son usualmente requeridos para controlar el voltaje en el sistema. Los dispositivos empleados para este propósito pueden clasificarse de la siguiente forma [13]:

- Fuentes de potencia reactiva, tales como capacitores en derivación, reactores en derivación, capacitores síncronos y FACTS.
- Compensadores de reactancia de línea, tales como capacitores serie y FACTS.
- Transformadores reguladores, tales como transformadores con cambiadores de derivación

. Los capacitores y reactores en derivación, así como los capacitores serie proveen una compensación pasiva. Estos pueden permanecer conectados permanentemente al sistema o pueden ser swichados. Estos dispositivos contribuyen al control del voltaje por la modificación de las características de la red.

Los capacitores síncronos y los FACTS proveen una compensación activa, la potencia reactiva absorbida/suministrada es entonces automáticamente ajustada para mantener el voltaje en los buses en donde son instalados. Estos equipos junto con las unidades de generación, mantienen los voltajes en puntos específicos del sistema. Los voltajes en otras partes del sistema son determinados por los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos de la red.

5. METODOLOGIA DE COMPENSACIÓN PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL

5.1. Introducción

El estudio de la compensación de voltaje en el SEP es un estudio muy amplio, porque existen muchas formas de poder mantener el voltaje en los nodos de acuerdo a las normativas [19] como el código de red, una de las maneras que se está usando hoy en día es el uso de FACTS que utilizan conmutación con electrónica de potencia y hasta de las maneras más sencilla como lo es el uso de banco de capacitores en paralelo o en serie. En este trabajo de tesis, la compensación se realizó mediante el uso de bancos de capacitores debido al fácil cálculo requerido para obtener un voltaje deseado en un nodo crítico.

Los capacitores en paralelo reducen la corriente de línea necesaria para alimentar la carga y reduce la caída de voltaje, excepto en los nodos donde el voltaje se mantiene constante. Si los capacitores se agregan a un nodo de carga que está alejado de cualquier generación o cercano a un nodo crítico, el estimativo es muy bueno para los nodos cercanos y al SEP. (Mejora estabilidad de voltaje en el SEP) [7].

En este Capítulo, se presenta la metodología de compensación para el control de voltaje en una línea radial de 115KV, desarrollada en esta tesis. El desarrollo de esta metodología, se basó en el uso del análisis nodal y sus factores de participación (nodo y ramas) y a su vez se hicieron la compensación mediante el uso de capacitores en paralelo. Para la compensación del voltaje crítico en un nodo se siguió la recomendación del código de red el cual menciona que debe estar un $\pm 5\%$ del voltaje nominal. En los siguientes puntos de este Capítulo, se describen a detalle cada uno de los pasos de cálculo que integran la metodología de compensación de voltaje para el control de voltaje en una línea radial.

5.2. Metodología de compensación de voltaje

5.2.1. Metodo Newton Rapshon para la solución de flujos de potencia

La metodología comienza con el método Newton Rapshon para la solución de los flujos de potencia en un SEP y seguida de la metodología para la compensación del voltaje en el bus más crítico de voltaje, el método Newton Rapshon es explicado en el diagrama de flujo de la figura 5.1 Dicha metodologías fue desarrollada mediante un algoritmo de MATLAB. El procesó se inicia con el ingreso de las condiciones iniciales los cuales son parámetros del sistema de potencia a analizar (Resistencia, reactancias entre líneas del sistema además del reactancia shunt del sistema, cargas y voltajes) estos parámetros son fundamentales para la realización de la matriz de admitancias (Y_{bus}) la cual es importante para la solución de los flujos de potencia con el método de Newton Rapshon.

Al ingresar la matriz de admitancias al algoritmo, se ingresan las cargas y generadores del sistema de potencia en cada nodo, todo esto se ingresa en una matriz para la facilidad del algoritmo. El último paso es determinar que nodo es de voltaje controlado y cual es un nodo de carga, los nodos de carga se les ingresa un valor de voltaje plano de $V=1.0$ p.u. porque en estos nodos desconocemos el voltaje, y para el nodo de voltaje controlado se ingresa el voltaje que esta el generador. Este voltaje no va a variar ya que en la matriz Jacobiana no se van a ingresar ciertas columnas y filas pertenecientes a los nodos de voltaje controlado

Al ingresar todas las condiciones iniciales el algoritmo inicia su proceso, este inicia calculando la potencias calculada (P_{i-calc} , Q_{i-cal}), el siguiente paso es hallar la delta de las potencias o el error (ΔP_i y ΔQ_i) en donde dicho error es la diferencia de las potencias ingresadas en la matriz de condiciones iniciales menos las potencias calculadas.

El siguiente paso de la metodología es generar la matriz Jacobiana la cual está dividida en cuatro sub-matrices, que son las derivadas de las potencias activa y

reactiva en los nodos i con respecto a los ángulos de los nodos j . En la figura 5.2 se muestra una matriz Jacobiana de 3 nodos, al ser de 3 nodos la matriz Jacobiana es de tamaño 6×6 .

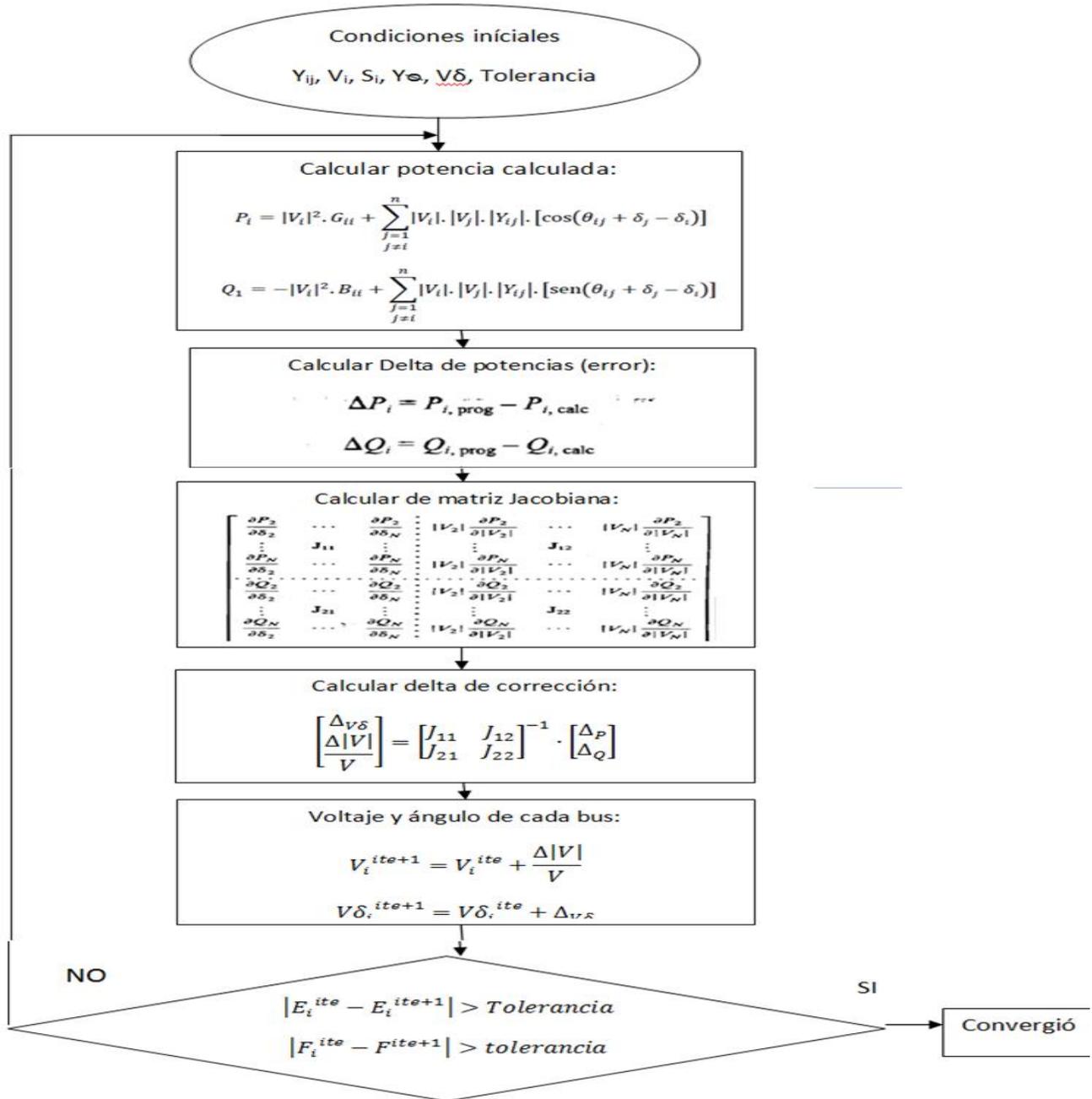


Figura 5.1: Diagrama de Flujo del método Newton Raphson

La matriz Jacobiana se puede reducir debido a que el nodo 1 que es el que comúnmente se selecciona como nodo slack o nodo de referencia, tiene un voltaje y ángulo fijo, por lo tanto no existe cambios en la potencia activa y reactiva y en

consecuencia no habrá variaciones de magnitud y ángulo del voltaje en este nodo. Esto se observa en el sistema de ejemplo de 3 nodos de la figura.5.3

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [v_1] \frac{\partial P_1}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial P_1}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial P_1}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial P_2}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial P_2}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial P_2}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial P_3}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial P_3}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial P_3}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_3]} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \frac{\Delta [v_1]}{[v_1]} \\ \frac{\Delta [v_2]}{[v_2]} \\ \frac{\Delta [v_3]}{[v_3]} \end{bmatrix}$$

Figura 5.2: Matriz Jacobiana para SEP de 3 nodos.

El segundo caso para reducir la matriz Jacobiana, es saber cuáles son los nodos de voltaje controlado, en donde dicho nodo se tiene un voltaje constante debido al generador que está en dicho nodo. En este caso la matriz Jacobiana elimina la fila de Q y la columna de V correspondiente al nodo de voltaje controlado. Como ejemplo siguiendo la reducción del sistema de 3 nodos de las figuras anteriores, se toma como el nodo de voltaje controlado el número 3, por lo tanto se elimina dichas fila y columna perteneciente al nodo 3. Esto se muestra en la figura 5.4.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [v_1] \frac{\partial P_2}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial P_2}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial P_2}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial P_3}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial P_3}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial P_3}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_3]} \\ [v_1] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_1]} & [v_2] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_2]} & [v_3] \frac{\partial Q_3}{\partial [v_3]} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \frac{\Delta [v_1]}{[v_1]} \\ \frac{\Delta [v_2]}{[v_2]} \\ \frac{\Delta [v_3]}{[v_3]} \end{bmatrix}$$

Figura 5.3: Matriz Jacobiana con reducción del nodo de referencia

La matriz Jacobiana se muestra en la figura 5.4, quedando una matriz reducida de tamaño 4x4, el método de Newton Rapshon consiste en encontrar unos nuevos valores de voltaje y ángulo obtenidos en cada iteración, después evalúa la diferencia entre el voltaje anterior y el nuevo voltaje encontrado en la última iteración y la anterior, al igual que para el ángulo anterior y el nuevo ángulo, esta diferencia llamada error, debe ser menor a una tolerancia especificada. Si el error es mayor que la tolerancia, el metodo hace una nueva iteración sustituyendo el voltaje encontrado para las potencias calculadas y continua con el método hasta encontrar un nuevo valor de voltaje y ángulo pero si el error es menor que la tolerancia, entonces el algoritmo termina y esos voltajes y ángulos que encontró son la solución para cada nodo.

$$\begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} \right] \\ \left[\frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} \right] \\ \left[\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_3} \right] \\ \left[\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} \right] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \left[v_1 \right] \frac{\partial P_2}{\partial [v_1]} & \left[v_2 \right] \frac{\partial P_2}{\partial [v_2]} \\ \left[v_1 \right] \frac{\partial P_3}{\partial [v_1]} & \left[v_2 \right] \frac{\partial P_3}{\partial [v_2]} \\ \left[v_1 \right] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_1]} & \left[v_2 \right] \frac{\partial Q_1}{\partial [v_2]} \\ \left[v_1 \right] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_1]} & \left[v_2 \right] \frac{\partial Q_2}{\partial [v_2]} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \frac{\Delta [v_1]}{[v_1]} \\ \frac{\Delta [v_2]}{[v_2]} \end{bmatrix}$$

Figura 5.4: Matriz Jacobiana reducida por los nodos de voltaje controlado.

5.2.2. Metodo de Compensacion de voltaje en SEP

La metodología para la compensación del voltaje en el bus más crítico de voltaje, se muestra en el diagrama de flujo de la figura 5.5.

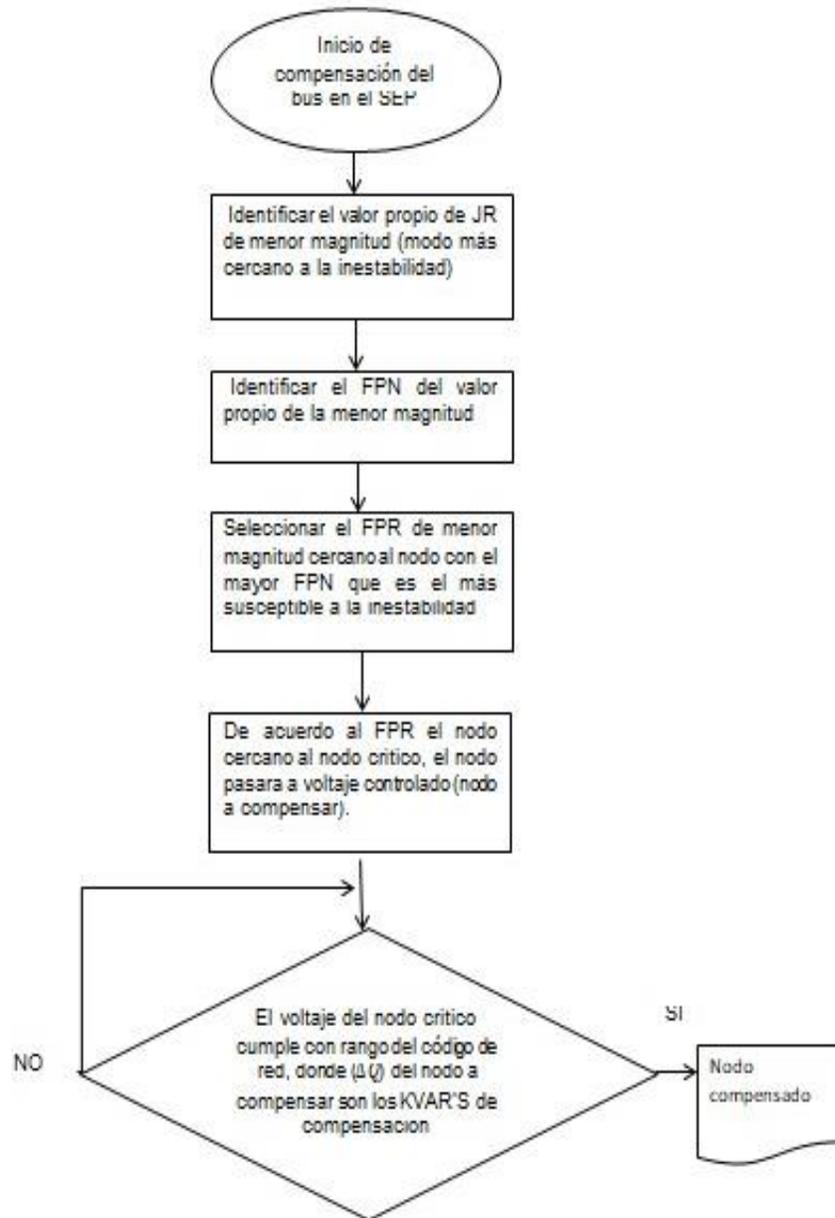


Figura 5.5: Diagrama de flujo de la metodología de compensación de voltaje

La metodología de compensación de voltaje inicia a partir de la solución de Método Newton Rapshon, el método encuentra la matriz Jacobiana que satisface la ecuación de delta de corrección para los voltajes y nodos correspondientes a cada nodo. Al tener dicha matriz, se aplica la ecuación 4.8. para así obtener la matriz Jacobiana reducida (J_R).

Siguiendo el diagrama de flujo, a la matriz Jacobiana reducida (J_R) se saca los valores propios y los vectores propios derechos e izquierdos. La metodología debe identificar los valores propios, el cual nos dicen, que el modo con el menor valor propio es el más propenso a la inestabilidad de voltaje. Los valores propios son dados en una matriz diagonal.

Al haber identificado el menor de los modos de la matriz J_R , la metodología procede a determinar el factor de participación de los nodos (FPN), el cual identifica el nodo más propenso o débil a la inestabilidad de voltaje, el procedimiento para obtener el FPN es multiplicar los vectores izquierdo y derecho, obteniendo una matriz cuadrada del mismo número de filas y columnas de los modos obtenidos (valores propios) de la matriz J_R . Los nodos con voltaje controlado y el nodo de referencia no aportan modos.

Al identificar el nodo menor de la matriz J_R se selecciona la columna correspondiente al FPN de dicho modo más propenso a la inestabilidad. La columna esta ordenada por el número de nodos que tenga el SEP, menos los nodos de voltaje controlado y el nodo de referencia que no pueden ser inestables en el voltaje. Por lo tanto el nodo del valor que tenga mayor tamaño, es el nodo más propenso a la inestabilidad de voltaje.

Al identificar el nodo más susceptible a la inestabilidad de voltaje, la metodología de compensación continúa con el cálculo del factor de participación de ramas (FPR), el FPR determina que rama es la más susceptible a la inestabilidad de voltaje, por lo regular donde se presenta en el nodo propenso a la inestabilidad de voltaje, las ramas que conectan a ese nodo son las susceptibles.

El FPR se determina de acuerdo a la ecuación 4.37, la metodología consiste en seleccionar unas de las ramas menos susceptibles a la inestabilidad y cercana al nodo con la mayor probabilidad de inestabilidad de voltaje descrito por el FPN, ya

que en dichas ramas se puede insertar una mayor compensación a todos los nodos que son propensos a la inestabilidad de voltaje

$FPR = \min(P_{ij}) = P_{ij} = \frac{\Delta Q_{perd}(\text{para la rama } j)}{\max[\Delta Q_{perd}(\text{de todas las ramas})]}$	(5.1)
--	-------

La línea o rama que es seleccionada corresponde a la rama con menor FPR cercana al nodo con mayor inestabilidad de voltaje, la metodología pasara el nodo de la línea cercana, de un nodo de carga a un nodo de voltaje controlado, con el fin de saber la compensación necesaria que necesita dentro del rango permitido por la normativa, esto también se analizó mediante las curvas PV en dicho nodo, para analizar el comportamiento del voltaje mientras aumenta la carga.

El proceso de compensación inicia seleccionando un voltaje deseado para el nodo de compensación, este nodo se comportara como si tuviera un generador síncrono, la metodología resuelve para el nuevo voltaje deseado mediante el método de newton Rapshon y como resultado, tendremos en dicho nodo la potencia reactiva que necesita para mantener el voltaje seleccionado [21].

Esa potencia reactiva será la potencia del banco de capacitores en derivación que necesita para mantener el voltaje deseado, el siguiente paso es mediante curvas PV si al compensar ese nodo cercano, el voltaje cumple con la normativa en los demás nodos con problemas de inestabilidad de voltaje, si no cumple se aumenta el voltaje del nodo seleccionado para la compensación. Este proceso se repite hasta encontrar el voltaje ideal que cumpla con el rango de valores de +- 5% del voltaje nominal.

6. ANÁLISIS DE COMPENSACION PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN UNA LINEA RADIAL

6.1. Introducción

En este capítulo se muestra los resultados de la metodología de compensación de voltaje, realizado en el sistema de prueba IEEE ANDERSON de 9 nodos y el sistema proporcionado por Comisión Federal de Electricidad (CFE) de 22 nodos, estos sistemas son sometidos a diferentes escenarios que conducen a la inestabilidad de voltaje (Cargabilidad del sistema). Con el fin de ver el máximo estrés que el sistema puede aceptar (límite de seguridad), tomando en consideración la normativa [5].

Existen dos tipos de límites de seguridad. Estos están dados en el estrés que puede soportar el sistema:

1. Límites de estabilidad post-contingencias indican que tanto el sistema puede ser estresado después de que ocurre una contingencia
2. Límites de seguridad de operación, indica que tanto el sistema puede ser estresado ante cualquier contingencia de tal manera que permanecerá estable después de la contingencia.

En este trabajo se presenta el análisis solo para límites seguros de operación, primero se analiza el sistema en condiciones nominales (con la carga base) seguido de aumentos de carga hasta llegar a los límites seguros de operación, esto se mostrará en gráficas (curvas PV).

La forma como se presentan los resultados para cada uno de los sistemas analizados es:

1. Solución de flujos de potencia: Voltajes y ángulos de cada nodo del SEP.
2. Matriz Jacobiana reducida del SEP analizado.
3. Valores propios de la matriz Jacobiana del sistema

4. El factor de participación de nodo (FPN) del SEP.
5. El factor de participación de Ramas (FPR) del SEP.
6. Curvas PV de nodo crítico
7. Curva PV de nodo crítico con compensación y curva PV de otros nodos

Este proceso se presentara en los siguientes apartados, pero se explicara primero el proceso de incremento de carga.

6.2. Efecto de incremento de la potencia de carga

Para determinar los límites de estabilidad de los SEP es necesario estresar el sistema. La manera como se estresa el sistema es aumentando la carga desde el caso base de operación hasta el límite de operación. En el método de las curvas PV, la diferencia entre la carga del sistema en su condición de operación limite y en el caso base se definir como un margen de estabilidad. Este se puede obtener de diferentes formas, dependiendo como se estrese el sistema, estas son:

- El incremento de la potencia de carga se realiza en todos los nodos de carga existentes conservando el factor de potencia constante. Este tipo de aumento de carga es de interés para propósitos de planeación de los SEP.
- Se define dos tipos de área en el SEP: área de generación y de carga, divididas por una o varias líneas de transmisión. Para lo cual se incrementa la potencia en el área de carga, conservando el factor de potencia constante, y se alimenta este aumento por el área de generación. Este tipo de incremento de carga es de interés también para propósitos de planeación de la operación y de la operación en el tiempo real del sistema y permite determinar la capacidad de transferencia de potencia entre áreas.

En todos los casos anteriores es importante conocer el límite de transferencia con restricciones del sistema. Es importante hacer notar que todos los aumentos de carga mencionados anteriormente son realizados manteniendo el factor de potencia constante, debido a que de esta manera ocurre en la realidad. Aumentar

una sola de las potencias de carga (activa y reactiva) estresaría el sistema de una manera irreal, lo que haría que los resultados del análisis de estabilidad no fueran válidos.

6.3. Sistema IEEE 9 nodos ANDERSON

El este apartado se mostrara los resultados del sistema IEEE 9 nodos sobre las técnicas en estado estable como lo son flujos de potencia y la generación de curvas PV con el objetivo de analizar el colapso de voltaje, además se aplica a dicho sistema el análisis modal para analizar también el colapso de voltaje y determinar la compensación adecuada.

La metodología inicia con la solución de los flujos de potencia por el método newton Rapshon, el resultado del método son los voltajes y ángulos de cada nodo del SEP, esto se muestra en la tabla 6.1

Tabla 6.1: Voltajes y Ángulos de cada nodo del SEP IEEE 9 nodos

Nodo	Voltaje (p.u)	Angulo (grados)
1	1.400	0.0000
2	1.0250	9.2800
3	1.0250	4.6648
4	1.0258	-2.2168
5	0.9956	-3.9888
6	1.0127	-3.6874
7	1.0258	3.7197
8	1.0159	0.7275
9	1.0324	1.9667

Tabla 6.2: Valores Propios de la Matriz JR del sistema IEEE de 9 nodos Anderson

Modo de la matriz JR	Valor propio de la matriz JR
1	52.1779

2	47.7056
3	37.3229
4	6.0281
5	13.1651
6	14.9908

Una vez determinado los valores propios del SEP IEEE de 9 nodos Anderson, en donde todos los valores propios son positivos y mayores que cero como se observa en la tabla 6.2, por lo tanto, de acuerdo a los criterios del Análisis Modal, el sistema es estable en estas condiciones y el modo más cercano a cero es el más propenso a la inestabilidad de voltaje. Por lo tanto el modo 4 es el menor de todos los demás valores propios y es el más propenso a la inestabilidad de voltaje.

Al determinar que el modo 4 es el más propenso a la inestabilidad, se continúa con el análisis del Factor de Participación de Nodo (FPN) este nos menciona que del modo con mayor valor propio de la matriz J_R se debe seleccionar la columna perteneciente a dicho modo. Al haber determinado dicha columna, procede al análisis del FPN, este postula que el mayor FPN de dicha columna es el nodo o nodos más susceptibles a inestabilidad de voltaje. El FPN se observa a continuación en la tabla 6.3

Tabla 6.3: Factor de Participación de Nodo (FPN) del SEP de 9 nodos IEEE

Modo/Nodo	Modo1	Modo2	Modo 3	Modo 4	Modo 5	Modo 6
Nodo 4	0.3890	0.4151	0.0023	0.1243	0.0646	0.0047
Nodo 5	0.0904	0.0203	0.0341	0.3099	0.0279	0.5173

Nodo 6	0.0627	0.0331	0.0460	0.2771	0.2190	0.3621
Nodo 7	0.2356	0.2756	0.2538	0.0828	0.1434	0.0088
Nodo 8	0.1306	0.1888	0.0072	0.1427	0.5014	0.0293
Nodo 9	0.0917	0.0670	0.6567	0.0632	0.0436	0.0778

El modo 4 es el más propenso a la inestabilidad, por lo tanto la columna 4 que le corresponde al modo 4 pertenece los nodos más susceptibles a la inestabilidad, como se comentó anteriormente el FPN con mayor valor, es el nodo con peligro a la inestabilidad. Observando la tabla 6.3, para el modo 4 que el nodo 5 tiene 0.3099 que es el mayor de los demás nodos, en consecuencia el nodo 5, es el que necesita la compensación para que evitar los problemas de inestabilidad de voltaje. El siguiente paso es determinar el factor de participación de ramas (FPR), el FPR nos dice que el mayor valor de dicho factor es la línea propensa a la inestabilidad de voltaje, en este caso es (1.0), esto se observa en la tabla 6.4:

Tabla 6.4: Factor de participación de Rama (FPR) para el SEP IEEE de 9 nodos

No. Línea	De nodo	A nodo	FPR
1	1	4	0.1142
2	2	7	0.7278
3	3	9	0.2736
4	4	5	0.2087
5	4	6	0.2142
6	5	7	0.3399
7	6	9	0.1667
8	7	8	1.0000
9	8	9	0.4261

En la tabla 6.4, los factores de participación de ramas muestra que la línea más cargada es la línea 7-8, la cual está cerca al nodo 5 que es el nodo más débil y es el más propenso a la inestabilidad, para la compensación se selección la línea con menos carga cercano al nodo 5, este caso se seleccionó la línea 4-5 para compensar en el nodo 4. Además dicho nodo 4 esta próximo al nodo 6 que es el

segundo nodo con problemas de inestabilidad de voltaje de acuerdo a la tabla 6.3 correspondiente al FPN.

6.3.1. Curva PV para nodo crítico del SEP de 9 nodos

El análisis mediante curvas PV es un método gráfico que nos muestra cual es la carga máxima que se le puede aplicar al sistema, hasta antes que exista un colapso de voltaje en los nodos. Para este estudio se emplea las siguientes condiciones: no se representan límites de generación, se emplea la característica de carga de potencia constante, el incremento de potencia se aplica en cada uno de los nodos de carga del SEP, conservando el Factor de potencia constante.

En la figura siguiente se muestra el factor de carga máximo del sistema el cual es de 2.63 p.u. en condiciones estables (sin ningún tipo de compensación en algún nodo) y para ese factor de carga máximo le corresponde el voltaje de 0.6266 p.u.

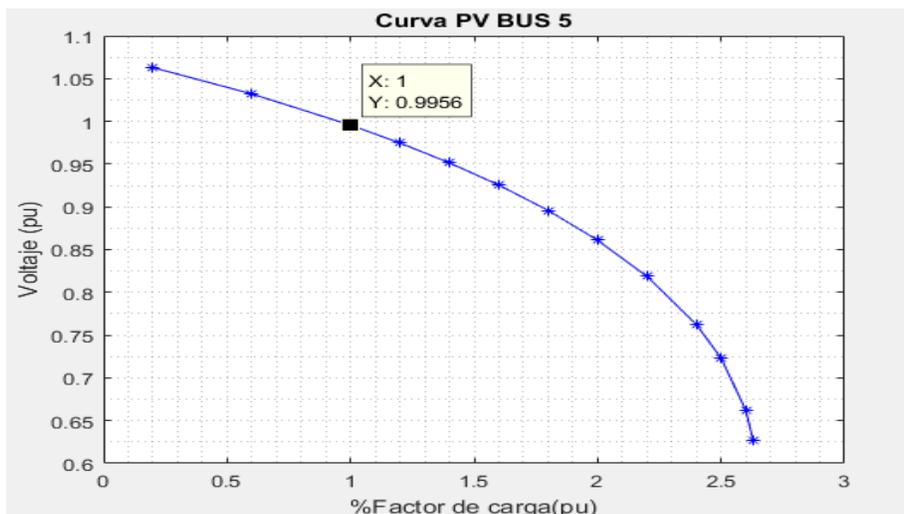


Figura 6.1: Curva PV del nodo 5

Para el proceso de compensación se analizó en la compensación en varios nodos y mediante las curvas PV y el Factor de participación de Ramas (FPR) se comprobó cual era el mejor nodo para compensar el SEP IEEE de 9 nodos, en la siguiente figura 6.1 se muestra la curva PV del nodo 5 para varios escenarios, la compensación se instaló en el nodo 4 y en el nodo 5, para mantener el voltaje en

el nodo 5 de 1.01 p.u. en un factor de carga de 1.0 p.u. la compensación se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6.5: Compensación en p.u. requerida para el nodo 5

Compensación para nodo 5 =1.01 p.u.	
Nodo 4	0.1607
Nodo 5	0.4406

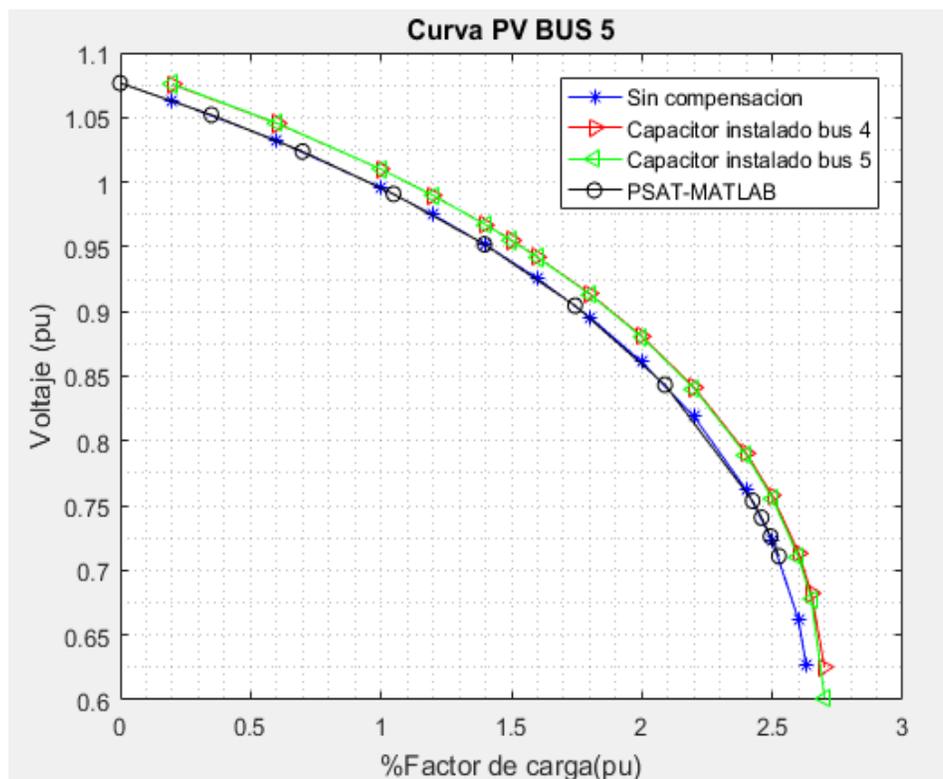


Figura 6.2: curva PV del nodo para varios escenarios de compensación

En la figura 6.2 se observa que la línea azul con (*) es la curva PV del nodo 5 sin compensación además se comprobó mediante la herramienta de Matlab PSAT [22,23,24] la curva PV del nodo 5, la cual está de color negro (o), se muestra que las dos curvas son iguales en el escenario que no hay compensación. Como se mencionó anteriormente se insertó un compensador en el nodo número 4 y en el nodo 5 que es nodo propenso a la inestabilidad de voltaje, se observa que las curvas son iguales debido a la condición de que deben mantener un voltaje de

1.01 p.u. en un factor de carga de 1.0 p.u. otro punto muy importante por destacar es que aumenta el factor de carga a 2.7 p.u. aumentándolo 0.07 p.u. sin compensación.

La curva PV para el nodo 4 se muestra en la figura 6.3, en la cual la línea azul corresponde en situación sin compensación del SEP, y la línea verde corresponde cuando se compensa localmente el nodo 5 que es el más crítico a la inestabilidad de voltaje, y la línea roja corresponde a compensar dicho nodo 4, se observa que al compensar el nodo 4 el margen de estabilidad de voltaje es mayor que al compensar localmente al nodo más crítico que le corresponde al nodo 5, y el factor de carga es de 2.84 p.u.

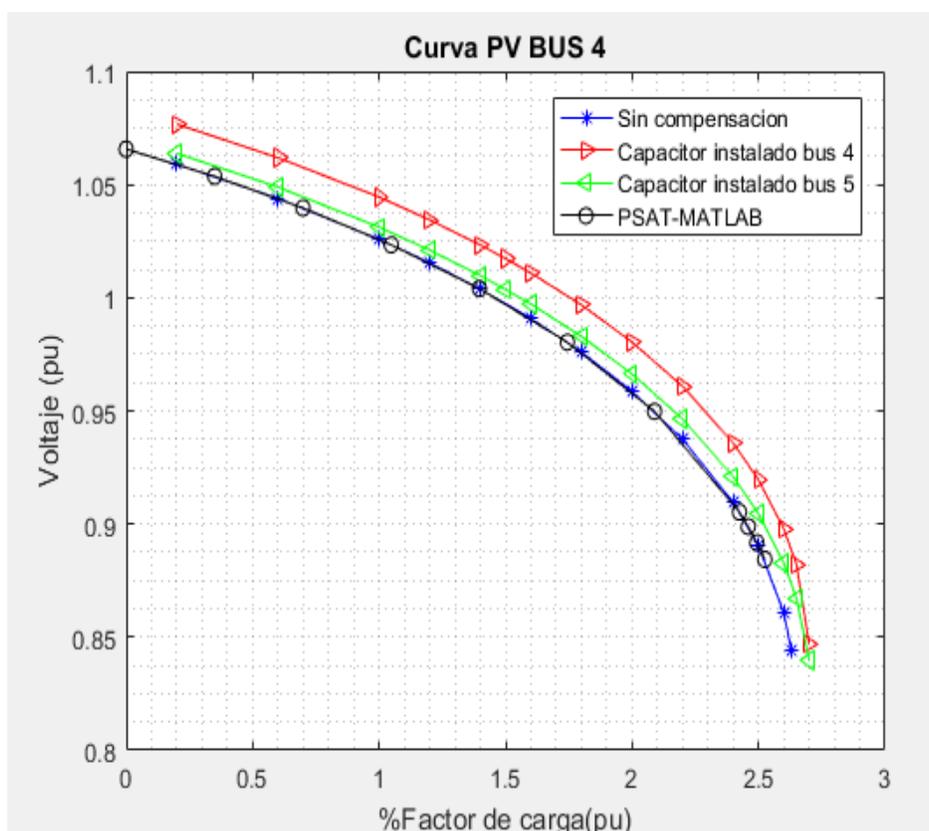


Figura 6.3: Curva PV del nodo 4 en diferentes escenarios de compensación

La curva PV del nodo 6 se presenta en la figura 6.4, la tabla 6.2 para el factor de participación de nodo, donde se observa que el siguiente voltaje crítico a la

inestabilidad de voltaje le corresponde al nodo 6, analizando la curva PV se observa que la línea roja correspondiente a la compensación en el nodo 4, tiene un mayor margen que al compensar en el nodo 5, por lo tanto es más viable compensar en el nodo 4 debido a que resuelve el problema de inestabilidad en el SEP, aportando reactivos a los demás nodos más susceptibles a la inestabilidad de voltaje, como es en el caso en el nodo 6.

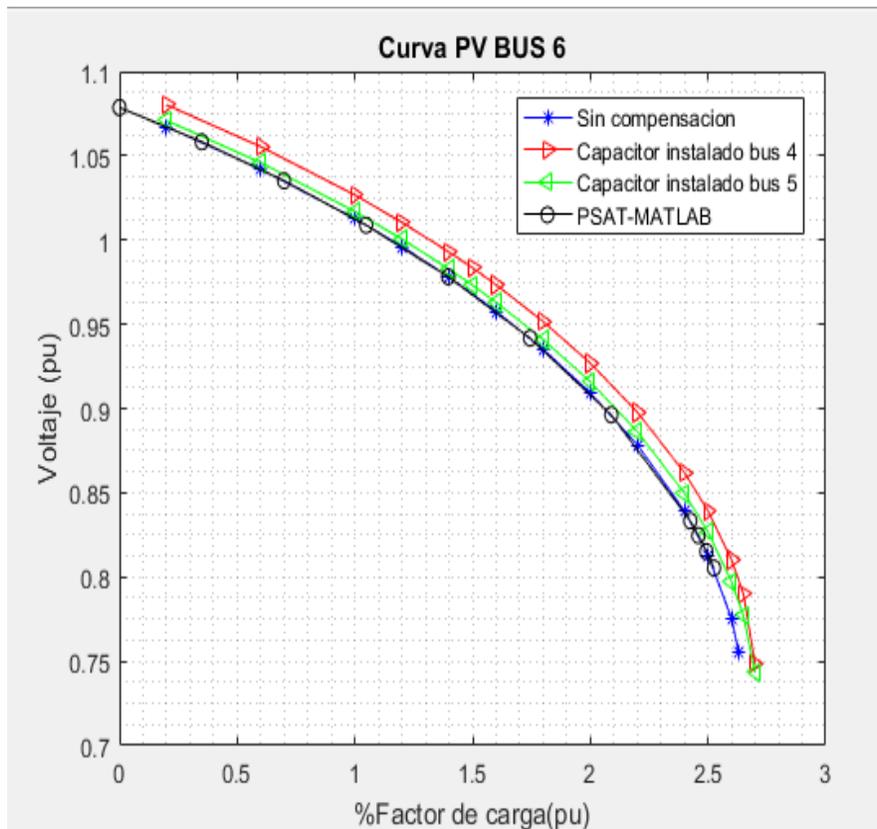


Figura 6.4: Curva PV del nodo 6 para diferentes escenarios

6.4. Sistema Electrico de potencia de 22 nodos

Ahora se analizara los resultados del sistema eléctrico de potencia perteneciente a comisión federal de electricidad (CFE) de 22 nodos dichos resultados son la solución de los flujos de potencia en estado estable del sistema y la generación de curvas PV en los nodos críticos con el objetivo de analizar el colapso de voltaje,

además se aplica a dicho sistema el análisis modal para analizar el colapso de voltaje y determinar la compensación adecuada.

En la siguiente tabla se muestra la solución de los flujos de potencia del SEP, la cual en dicha tabla muestra los voltajes en p.u. de los 22 nodos. Y los ángulos de dichos voltajes

Tabla 6.6: Voltajes y Ángulos de cada nodo del SEP 22 nodos

Nodo	Voltaje (p.u)	Angulo (grados)
1	1.0300	0.0000
2	1.0135	-1.8372
3	1.0071	-2.2970
4	0.9710	-7.4838
5	1.0028	-2.6555
6	0.9905	-3.4958
7	1.0103	-2.7259
8	1.0023	-2.6754
9	0.9529	-9.9960
10	0.9337	-12.5152
11	1.0015	-2.7382
12	0.9902	-3.5186
13	0.9902	-3.5124
14	0.9986	-2.8949
15	0.9998	-3.2891
16	0.9985	-2.9036
17	1.0011	-3.6893
18	1.0021	-3.9541
19	1.0049	-4.1855
20	1.0027	-4.2395

21	1.0000	-0.9552
22	1.0000	0.4192

La metodología de compensación de voltaje continua con la utilización de la matriz Jacobiana, la cual es reducida a la J_R , dicha matriz reducida es utilizada para obtener los valores propios así como el vector derecho e izquierdo que satisface la ecuación 4.22, la tabla 6.7 muestra los valores propios de la matriz reducida J_R :

Tabla 6.7: Valores Propios de la Matriz JR del SEP de 22 nodos

Modo de la matriz JR	Valor propio de la matriz JR
1	804.0882
2	374.0212
3	370.9472
4	158.7962
5	128.0943
6	80.6447
7	71.8300
8	46.6018
9	43.0893
10	25.1032
11	23.4074
12	19.0259
13	15.5319
14	0.6820
15	1.2617
16	4.1552
17	5.9185
18	7.7973
19	7.6867

Al determinar valores propios del SEP de 22 nodos, en la cual se obtiene que todos los valores propios son positivos y mayores que cero, de acuerdo al criterio del Análisis Modal, el sistema será estable en dichas condiciones mencionadas y el modo más cercano a cero es el más propenso a la inestabilidad de voltaje. Por lo tanto el modo 14 es el menor de todos los demás valores propios y es el más propenso a la inestabilidad de voltaje.

Tabla 6.8: Factor de Participación de Nodo (FPN) del SEP de 22 nodos

Nodo del SEP	Modo 14 del FPN
2	0.0007
3	0.0008
4	0.1772
5	0.0007
6	0.0008
7	0.0007
8	0.0009
9	0.3379
10	0.4691
11	0.0006
12	0.0008
13	0.0008
14	0.0006
15	0.0010
16	0.0006
17	0.0013
18	0.0016
19	0.0023
20	0.0017

El Factor de participación para el SEP de 22 nodos está dado por una matriz de 19x19 en donde corresponde a los 19 modos con respecto a los nodos del sistema

de potencia. Utilizando el modo más propenso a la inestabilidad el cual es el modo 14, se escoge la columna perteneciente al modo 14 para el factor de participación. Dicha columna se observa en la tabla 6.8. El FPN establece que el nodo con el valor más alto, es el nodo más propenso a la inestabilidad de voltaje, el cual corresponde al nodo 10, observamos que el nodo 9 le sigue a de mayor valor, esto es debido a que esos nodos están unidos en la línea 9-10.

Tabla 6.9: Factor de participación de Rama (FPR) para el SEP de 22 nodos

No. Línea	De nodo	A nodo	FPR
1	1	2	0.0002
2	2	3	0.0003
3	2	4	0.0005
4	2	5	0.0009
5	2	6	0.0004
6	2	7	0.0008
7	2	22	0.0000
8	3	8	0.0009
9	4	9	0.0125
10	5	11	0.0249
11	6	12	0.0268
12	6	13	0.0212
13	7	13	0.0009
14	9	10	0.0246
15	11	14	0.0216
16	13	14	0.0075
17	14	15	0.1170
18	14	16	1.0000
19	14	21	0.0022
20	15	17	0.1199
21	17	18	0.0460
22	18	19	0.0067

23	18	20	0.0250
----	----	----	--------

En la tabla 6.9 se muestra, los factores de participación de ramas, el cual establece que el mayor FPR de la línea, es la línea más cargada, esta corresponde a la línea 14-16.

Para la compensación notamos que la línea 9-10 es una de las más cargas del sistema y observamos que la línea radial anterior la 4-9 está menos cargada que la 9-10 por lo tanto la compensación ideal sería entre esas líneas, seleccionando el nodo 4 como el nodo para compensar.

6.4.1. Analisis de Curvas PV para el SEP de 22 nodos

En la figura siguiente se muestra el factor de carga máximo del sistema el cual es de 1.989 p.u. en condiciones estables (sin ningún tipo de compensación) y para ese factor de carga máximo le corresponde el voltaje de 0.6266 p.u. se observa además que en condición nominal de carga 1.0 p.u. se tiene un voltaje de 0.9337 p.u. el cual no cumple con la normativa del código de red que corresponde a $\pm 5\%$ Se pretende incrementar ese voltaje aprovechando aumentar otros nodos con inestabilidad de voltaje como lo es el nodo 9

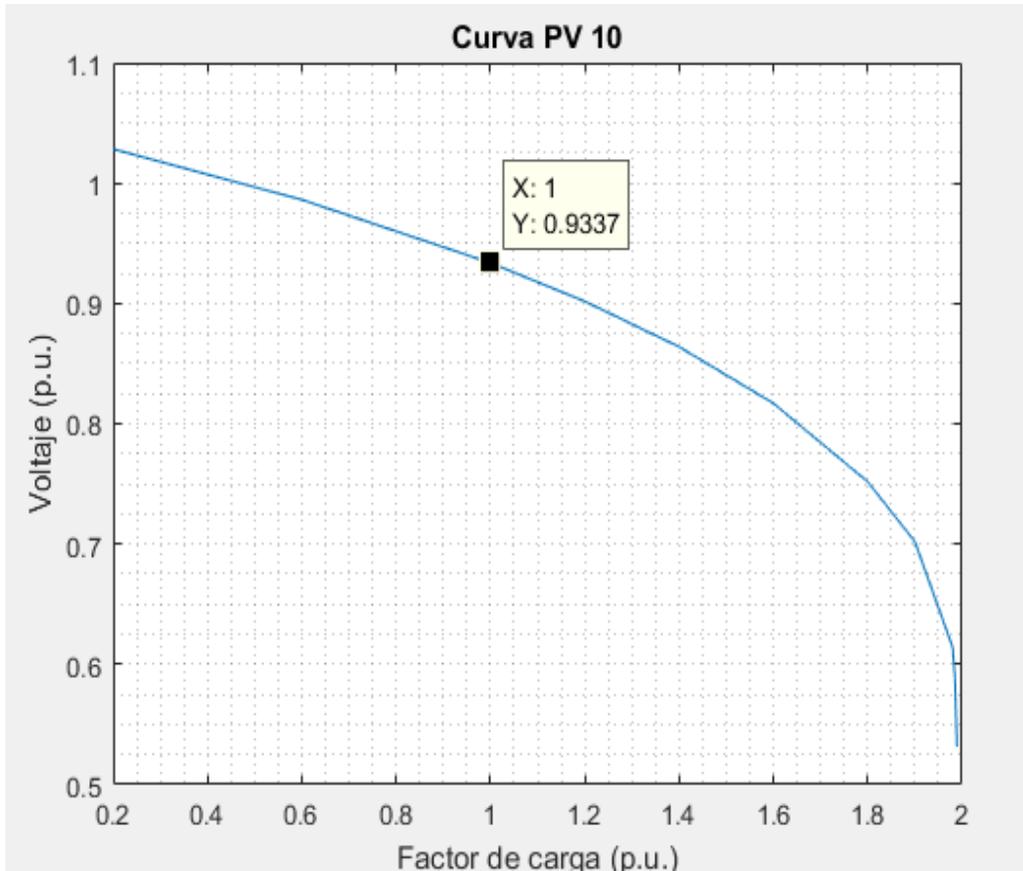


Figura 6.5: Curva PV del nodo 10 del SEP de 22 nodos

A partir de que se seleccionó el nodo 4 como el nodo a compensar, se aumentara el voltaje hasta 0.985 p.u. incrementando aproximadamente un 0.5 p.u de voltaje, además se hará la compensación en el mismo nodo 10 que es el nodo propenso a la inestabilidad de voltaje, en la siguiente tabla 6.10 se muestra la compensación para el nodo 4 y para el nodo 10:

Tabla 6.10: Compensación en MVAR de p.u. requerida para el nodo 10

	Compensación para nodo 10 = 0.985 p.u.
Nodo 4	0.1545
Nodo 10	0.0783

En la figura 6.6 se observa que la línea azul con es la curva PV del nodo 10 sin se muestra que las dos curvas son iguales en el escenario que no hay compensación. Se mencionó anteriormente que se insertó un compensador en el nodo número 4 y en el nodo 10 los cuales son nodos propensos a inestabilidad de voltaje, las curvas en este caso son iguales debido a la condición de que deben mantener un voltaje de 0.985 p.u. en un factor de carga de 1.0 p.u. otro punto importante por destacar es el aumento del factor de carga a 2.19 p.u y 2.17p.u. para la compensación del nodo 4 y 5 Respectivamente.

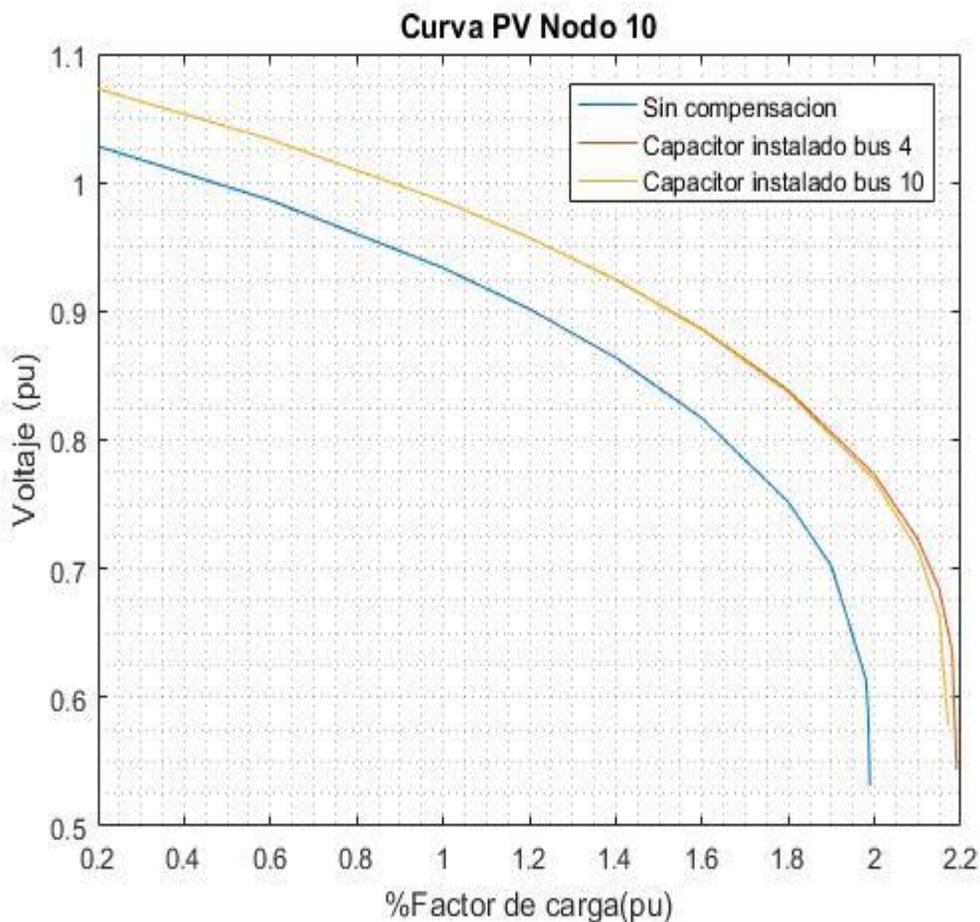


Figura 6.6: Curva PV del nodo 10 en distintos escenarios

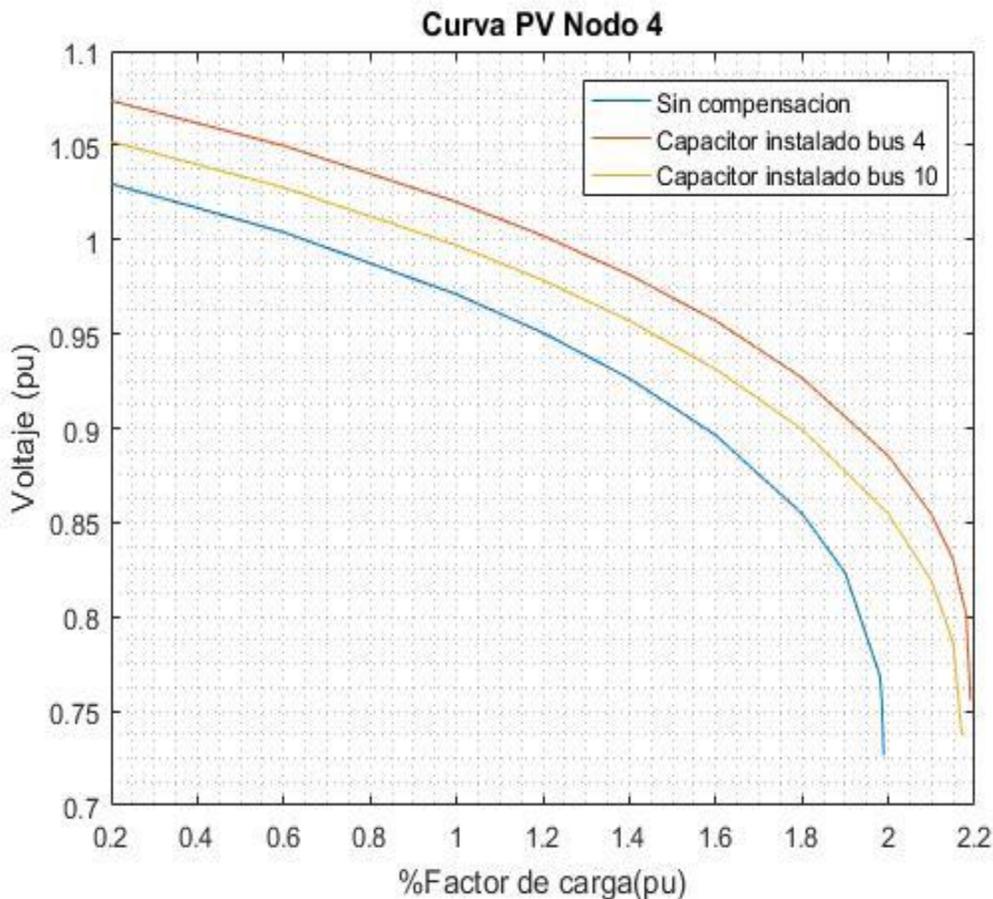


Figura 6.7: Curva PV del nodo 4 para diferentes escenarios

La figura 6.7 muestra la curva PV para el nodo 4 para diferentes escenarios, se observa la compensación en el nodo 4 mejora de manera importante a comparación de la compensación en el nodo 10, por lo tanto la compensación en el nodo 4 mejora la estabilidad no solo del nodo 10 que es el más crítico a la inestabilidad, sino que además mejora los nodos con problemas de estabilidad de voltaje. El problema de inestabilidad en el SEP, aporta reactivos a los demás nodos más susceptibles a la inestabilidad de voltaje, como es en el caso en el nodo 9, esto se muestra en la figura 6.8.

En la figura 6.8 se observa las curvas PV para el nodo 9, corroborando la compensación en el bus 4 mejora la estabilidad a comparación de instalar el

compensador en el nodo más crítico que es el 10. Se observa un mejoramiento en el margen de la estabilidad a comparación de la curva azul mejora un amplio margen.

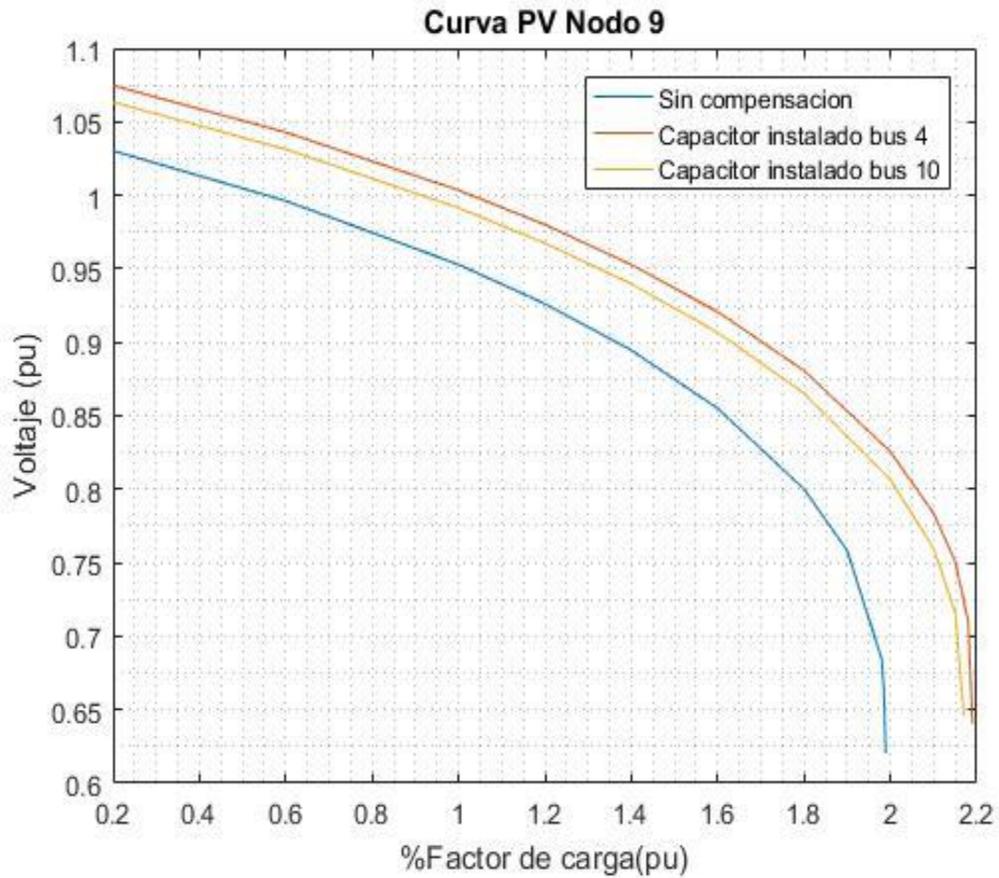


Figura 6.8: Curva PV del nodo 9 para diferentes escenarios

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES.

El objetivo de esta tesis fue el análisis e implementación de la técnica de análisis modal para la localización del nodo con problemas de estabilidad de voltaje. Y además se usó el análisis mediante las curvas PV la cual muestra de manera gráfica que nodo es el más propenso a la inestabilidad de voltaje. A partir de los factores de participación (nodo y ramas) del análisis modal, los cuales permiten saber que nodos participan de manera importante en el problema de inestabilidad de voltaje.

7.2. Conclusiones del uso del analisis modal

El análisis modal es una técnica menos robusta numéricamente que otros métodos (métodos dinámicos), una de las ventajas es que del valor propio de la matriz jacobiana se usa como el indicador de donde estará los nodos más débiles. otra ventaja al utilizar el método Newton Rapshon para la solución de flujos de potencia, se obtiene la matriz Jacobiana, la cual la utiliza el análisis nodal.

A partir del análisis modal se puede determinar los factores de participación, estas se utilizan para identificar los nodos y las líneas (ramas) con problemas de inestabilidad de voltaje, la ventaja de usar los factores de participación es porque nos puede decir en qué línea se puede ocupar para la compensación de voltaje.

7.3. Trabajos futuros

- Calcular factores de participación de los generadores ya que permite conocer los generadores que tienen una mayor participación en la inyección de potencia reactiva al SEP.
- Hacer pruebas adicionales en un sistema de mayor dimensión o que tenga otros elementos, para los cuales se debe incluir en el modelado del SEP. Tales elementos son los FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) y así determinar cómo afecta estos elementos a la estabilidad de voltaje.
- Utilizar las herramientas desarrolladas para el diseño de esquemas de disparo de carga por voltaje, para el control de los problemas de la estabilidad de voltaje.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Documento oficial de la Federación Mexicana, Programa Sectorial de Energía, 2013, Página 5.
- [2]. Phattarakrit Srisathia, Peerapol Jirapong, Optimal Capacitor Allocation for Power Transfer Capability and Power Loss Improvements in Power Transmission Systems Using Evolutionary Programming, Department of Electrical Engineering Faculty of Engineering Chiangmai University Chiangmai Thailand, 2011.
- [3]. Javier Arturo Santiago Ortega, Evaluación de estabilidad de tensión utilizando análisis modal en sistemas eléctricos de potencia, Tesis de ingeniería eléctrica, 2009
- [4]. John J Grainger and William stenvenson, análisis de sistemas eléctricos de potencia, Mc Graw Hill, 1996.
- [5]. Métodos de análisis de sensibilidad para la evaluación de la estabilidad de voltaje de sistemas eléctricos de potencia, Samuel Domínguez Becerril, tesis de maestría en ingeniería eléctrica del IPN , 2008
- [6]. Estabilidad de voltaje en redes con generación Eólica, Arturo Mejía Romero Tesis de Maestría en ingeniería eléctrica de la UNAM, Noviembre 2014
- [7]. Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Cañizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Van Cutsem T., Vittal V., "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions". IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 2, pp. 1387-1401, May. 2004.
- [8]. Galo Fernando Patiño Castrillón, Gustavo Adolfo limas Getial, Metodologías para el análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario, Tesis de ingeniería Eléctrica de la universidad Tecnológica de Pereira, 2008
- [9]. J. Bucciario, M. Terbruggen. "Interconnected Power System Dynamics Tutotial". Prepared for Electric Power Research Institute 3412 Hillview Avenue Palo Alto, California 94304. Third Edition.

-
- [10]. CANDELO, John Edwin. "Metodología Para Mejorar la Estabilidad de Voltaje Mediante la Coordinación de FACTS". Propuesta Tesis Doctorado en Revisión. 2006.
- [11]. José Luis Murillo Pérez Análisis del STATCOM trifásico en estado estacionario y dinámico para la estabilidad de voltaje, Tesis de maestría en ciencias en ingeniería eléctrica del CINVESTAV-IPN, 2006.
- [12]. C. W. Taylor, Power System Voltage Stability. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [13]. P. Kundur, Power System Stability and Control. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [14]. L. O. Chua, C. A. Desoer, and E. S. Kuh. Linear and Nonlinear Circuits. McGraw Hill, 1987.
- [15]. Van Cutsem T., Vournas C., Voltage Stability of Electric Power Systems. USA, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [16]. Kothari D. P., Nagrath I. J., Modern Power System Analysis. India, Tata McGraw-Hill, 2003
- [17]. Gao B., Morison G. K., Kundur P., "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis". IEEE Transactions on Power Systems, Vol.7, No. 4, pp. 1529-1542, Nov. 1992.
- [18]. Eremia M., Shahidehpour M., Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control. USA, Wiley-IEEE Press, 2013.
- [19]. Aldo Michel Cruz Rodríguez, compensación en línea de transmisión para el mejoramiento de la estabilidad del voltaje, congreso ATICTAC ISSN: 2448-895X, 2020
- [20]. Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C., FACTS: Modeling and Simulation in Power Networks, England, John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [21]. C. Carbajal, M. Fleck, The Use of Powerworld to Conduct Loadflow Analysis and Power Factor Correction on Stevenson's 5 Bus System, Computers in Education Journal 15(4),2005.
- [22]. Software PSAT Power System Analysis Toolbox. Versión 2.1.2. Junio 26 de 2008. (Disponible en: <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/psat.htm>).

- [23]. Dr. Federico Milano, "Power System Analysis Toolbox" Quick Reference Manual for PSAT version 2.1.2, June 26, 2008
- [24]. Misael Guzmán Dolores, Flujos de potencia con Matlab, Tesis de ingeniería eléctrica de la universidad Veracruzana, junio 2012

Anexo A. Sistema IEEE 9 nodos Anderson.

Se presenta para el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) Anderson los datos de líneas (Tabla A-1), datos de los nodos de Generación (Tabla A-2), además se muestra el diagrama unifilar del SEP (Figura A-1), en el cual se muestra la solución del caso base (Magnitud de voltaje en p.u., ángulo en p.u., potencia activa y reactiva para cada uno de los nodos, así como, el valor de los flujos de potencia entre cada nodo).

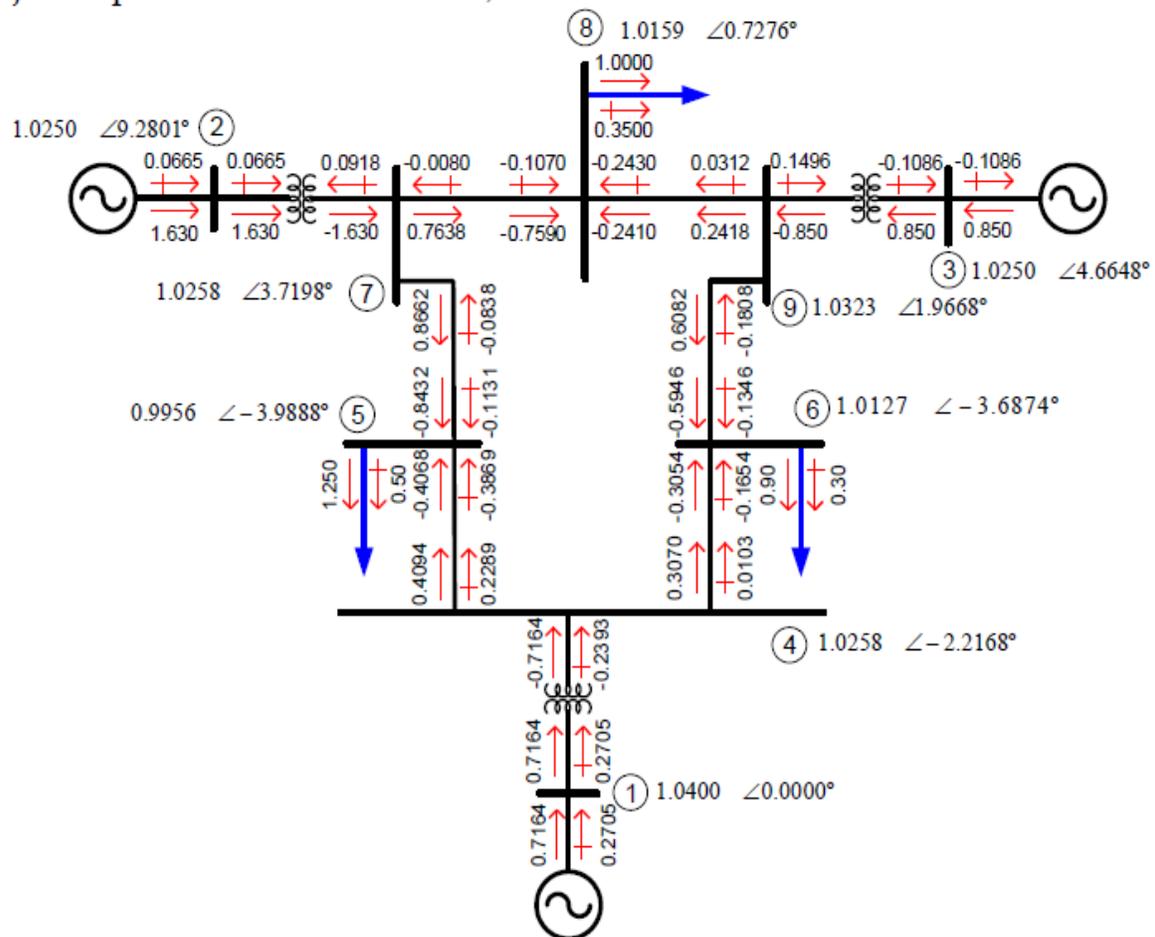


Figura A - 1: Diagrama unifilar del SEP de 9 nodos IEEE

Tabla A - 1: Datos de la línea de transmisión IEEE 9

Elemento	Nodo i	Nodo j	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	1	4	0	0.0576	0
Línea 2	2	7	0	0.0625	0
Línea 3	3	9	0	0.0586	0
Línea 4	4	5	0.0100	0.0850	0.08800
Línea 5	4	6	0.0170	0.0920	0.07900
Línea 6	5	7	0.0320	0.1610	0.15300
Línea 7	6	9	0.0390	0.1700	0.17900
Línea 8	7	8	0.0085	0.0720	0.07450
Línea 9	8	9	0.0119	0.1008	0.10450

Tabla A - 2: Datos de potencia del SEP IEEE 9 nodos

No. Nodo	Tipo de nodo	Voltaje (p.u.)	Pg(p.u.)	Qg(p.u.)	PL(P.u.)	QL(p.u.)
1	Referencia	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Voltaje controlado	1.025	1.63	0.00	0.00	0.00
3	Voltaje controlado	1.0	0.85	0.00	0.00	0.00
4	De carga	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00
5	De carga	1.0	0.00	0.00	-1.25	-0.50
6	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.90	-0.30
7	De carga	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00
8	De carga	1.0	0.00	0.00	-1.00	-0.35
9	De carga	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00

Anexo B Sistema CFE 22 nodos Cd. Victoria.

Se presenta para el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de 22 nodos los datos de líneas (Tabla B-1), datos de los nodos de Generación (Tabla B-2), además se muestra el diagrama unifilar del SEP (Figura B-1).

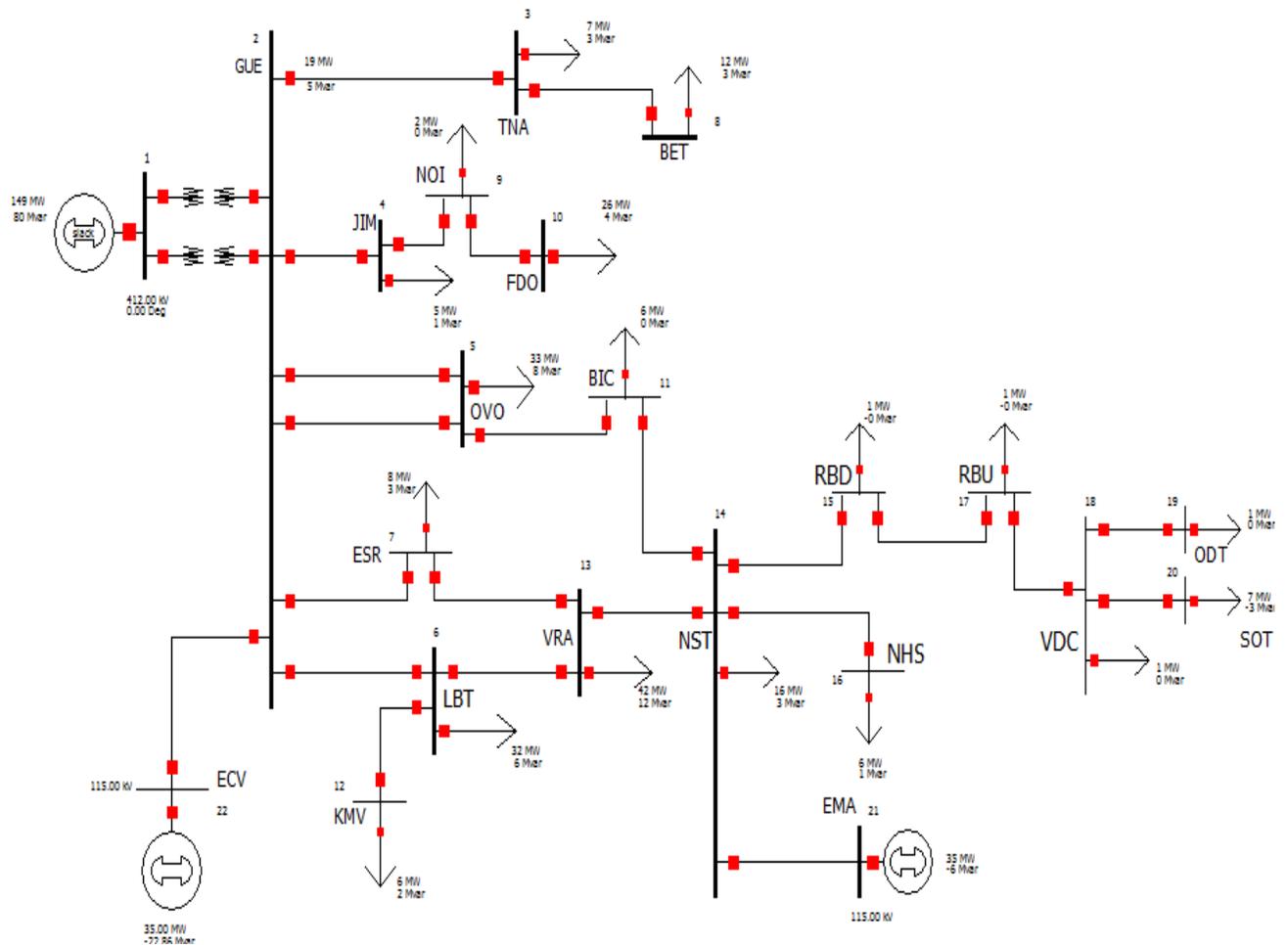


Figura B - 1 : Diagrama unifilar del SEP de 22 nodos

Tabla B - 1: Datos de la línea de transmisión de 22 nodos

Elemento	Nodo i	Nodo j	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	1	2	0.000000	0.022510	0.000000
Línea 2	2	3	0.022100	0.047350	0.002600
Línea 3	2	4	0.080490	0.284540	0.017900
Línea 4	2	5	0.007500	0.027600	0.000000
Línea 5	2	6	0.036230	0.077620	0.004200
Línea 6	2	7	0.011200	0.060900	0.004000
Línea 7	2	22	0.027160	0.096020	0.006045
Línea 8	3	8	0.028400	0.060900	0.003300
Línea 9	4	9	0.040800	0.144300	0.009100
Línea 10	5	11	0.001200	0.006300	0.000400
Línea 11	6	12	0.001900	0.006800	0.000400
Línea 12	6	13	0.001900	0.010600	0.000700
Línea 13	7	13	0.121600	0.065900	0.004400
Línea 14	9	10	0.043600	0.154000	0.009700
Línea 15	11	14	0.003000	0.016100	0.001100
Línea 16	13	14	0.010100	0.054700	0.003600
Línea 17	14	15	0.021300	0.045600	0.002500
Línea 18	14	16	0.000800	0.002700	0.000200
Línea 19	14	21	0.025720	0.090920	0.005725
Línea 20	15	17	0.024000	0.051400	0.002800
Línea 21	17	18	0.018100	0.038800	0.002100
Línea 22	18	19	0.070900	0.250600	0.015800
Línea 23	18	20	0.017900	0.063100	0.004000

Tabla B-2: Datos de potencia del SEP de 22 nodos

No. Nodo	Tipo de nodo	Voltaje (p.u.)	Pg(p.u.)	Qg(p.u.)	PL(P.u.)	QL(p.u)
1	Referencia	1.0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
2	De carga	1.0	0.00	0.00	0.0000	-0.0360
3	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0738	-0.0279
4	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0550	-0.0104
5	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.3292	-0.0778
6	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.3246	-0.0601
7	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0844	-0.0287
8	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.1199	-0.0257
9	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.02226	0.0000
10	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.2641	-0.0443
11	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0613	-0.0043
12	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0636	-0.0223
13	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.4182	-0.1161
14	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.1559	-0.0301
15	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0110	0.0025
16	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0587	-0.0075
17	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0130	0.00250
18	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.00556	0.0000
19	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.0120	-0.0010
20	De carga	1.0	0.00	0.00	-0.07079	0.0260
21	Voltaje controlado	1.0	0.35	0.00	0.3500	0.0000
22	Voltaje controlado	1.0	0.35	0.00	0.3500	0.0000