

**ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA  
USANDO EL ANÁLISIS MODAL**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSION EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
DE POTENCIA USANDO EL ANÁLISIS MODAL**

**AUTOR:  
MARLON FABIÁN TITUAÑA DE LA VEGA**

**DIRECTOR:  
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

**Quito, junio del 2016**

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Marlon Fabián Tituaña De La Vega, con documento de identificación N° 172183965-0, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA USANDO EL ANÁLISIS MODAL., en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



Nombre: Marlon Fabián Tituaña De La Vega

Cédula de identidad: 172183965-0

Quito, junio 2016.

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A**

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *“ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA USANDO EL ANÁLISIS MODAL.”* realizado por Marlon Fabián Tituaña De La Vega, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, junio 2016.



Diego Francisco Carrión Galarza

Cédula de identidad: 171370306-2

## **GLOSARIO**

### **C**

**CONSUMIDOR:** Es el destinatario final de los bienes o servicios eléctricos, denominado también como persona física o jurídica que adquiere la energía eléctrica para su propio consumo.

**CONFIABILIDAD:** es la probabilidad de que un equipo o un sistema cumplan con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un periodo determinado. El nivel de confiabilidad requerido por un sistema debe ser establecido de acuerdo con la criticidad de las cargas del mismo y debe basarse en estudios que contemplen las necesidades o características del proceso en términos de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad.

### **D**

**DISTRIBUCIÓN:** Es la entrega de energía a los consumidores al por menor.

**DEMANDA ELÉCTRICA:** Es la velocidad a la cual la energía es entregada a las cargas y los puntos programados de generación, transmisión y distribución.

### **E**

**ESTABILIDAD EN SISTEMAS POTENCIA:** Habilidad de un sistema para retornar ha estado estable después de una perturbación.

### **F**

**FRECUENCIA:** Es la onda eléctrica calculado en un periodo de tiempo que generalmente es en segundo, siendo este valor nominal de 50 – 60 ciclos/segundo [Hz]

### **G**

**GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** Consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica o lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica.

### **I**

**INERCIA:** Es la energía almacenada en una máquina eléctrica que permite su respuesta mecánica para responder ante una variación en la velocidad síncrona.

### **K**

**KILOPONDIO (KP):** Es una unidad de fuerza que imparte una aceleración gravitatoria.

### **L**

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN:** Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo.

### **S**

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN:** Es la parte de la transmisión y las facultades del sistema eléctrico que está dedicado a la entrega de energía eléctrica al usuario final

**SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP):** La función del sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios con energía eléctrica tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

## **INDICE GENERAL**

<i>GLOSARIO</i> .....	1
<i>INDICE DE FIGURAS</i> .....	3
<i>INDICE DE TABLAS</i> .....	3
<i>TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN</i> .....	4
<i>RESUMEN</i> .....	4
<i>ABSTRACT</i> .....	4
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	4
<i>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i> .....	5
<i>1.0 ESTADO DEL ARTE</i> .....	6
<i>2.0 OBJETIVOS</i> .....	9
<i>OBJETIVO GENERAL</i> .....	9
<i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i> .....	9
<i>3.0 METODOLOGÍA</i> .....	9
<i>4.0. DESARROLLO</i> .....	9
<i>4.1.0. OSCILACIONES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</i> .....	9
<i>4.2.0. OSCILACIONES ELECTROMECAICAS</i> .....	9
<i>4.3.0. ESTABILIDAD ANGULAR EN SISTEMAS DE POTENCIA</i> .....	10
<i>4.4.0. ANÁLISIS MODAL</i> .....	10
<i>4.5.0. EXPLICACIÓN DEL FENÓMENO DE OSCILACIONES ELECTROMECAICAS</i> .....	12
<i>4.6.0. ESTABILIDAD DE TENSIÓN</i> .....	13
<i>4.7.0. ANÁLISIS MATEMÁTICO</i> .....	14
<i>5.0. RESULTADOS</i> .....	16
<i>5.1.0. ESTABILIDAD ANGULAR EN UNA MÁQUINA SINCRÓNICA</i> .....	16
<i>5.2.0. ANÁLISIS EN INESTABILIDAD ANGULAR</i> .....	16
<i>5.3.0. ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN</i> .....	18
<i>6.0. ESTRATEGIA PARA LA DIVULAGACIÓN DE LOS RESULTADOS</i> .....	23
<i>7.0. SECTORES BENEFICIADOS</i> .....	23
<i>8.0. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i> .....	23
<i>9.0. BIBLIOGRAFÍAS</i> .....	24

### ***INDICE DE FIGURAS***

Figura 1. Cuatro conceptual de estabilidad angular .....	10
Figura 2. Valores propios y su respuesta asociada.....	12
Figura 3. Cuatro conceptual de estabilidad de tensión .....	13
Figura 4. Características generales de una Curva PV .....	15
Figura 5. Comportamiento de la Oscilación Angular de una máquina sincrónica.....	16
Figura 6. Respuesta en frecuencia de un sistema.....	16
Figura 7. Sistema eléctrico de potencia para análisis de inestabilidad angular.....	17
Figura 8. Riesgo de inestabilidad en el nodo 1.....	18
Figura 9. Riesgo de inestabilidad en el nodo 2.....	18
Figura 10. Sistema eléctrico de potencia para análisis de inestabilidad de tensión.....	19
Figura 11. Recuperación del voltaje ante una falla .....	20
Figura 12. Flujo de potencia del sistema eléctrico de potencia .....	21
Figura 13. Valores Propios .....	21
Figura 14. Factor de participación.....	22

### ***INDICE DE TABLAS***

Tabla 1. Datos de inestabilidad angular en dos nodos del sistema eléctrico de potencia.....	18
Tabla 2. Datos de riesgo horario de inestabilidad de tensión por incertidumbre en la demanda.	20



## ***TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN.***

### ***“ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA USANDO EL ANÁLISIS MODAL”***

#### ***RESUMEN***

En este trabajo se presenta el riesgo de la estabilidad angular y de tensión en un SEP usando el análisis modal. Actualmente el SEP consta de numerosas interconexiones, que satisfacen la demanda, estas interconexiones son conocidas como sistemas de transmisión. Los sistemas de transmisión se encuentra expuesta constantemente a los problemas de estabilidad y las perturbaciones pueden ocasionar el colapso del sistema. Para el análisis de inestabilidad se realizan los siguientes pasos. En el primer paso se estructura la condición inicial para el análisis de inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia en el flujo de cargas o flujo de potencias, el segundo paso consiste en determinar los elementos del sistema eléctrico potencia los cuales pueden ser propensos a ser inestables provocando que el nodo se encuentre en estado crítico o este propenso a una falla y finalmente en el tercer paso se realiza un análisis de sensibilidad provocando perturbaciones en cada uno de los nodos críticos identificados previamente, estas perturbaciones se realizan haciendo pequeños cambios tanto en la potencia activa como en la potencia reactiva. Después haciendo uso del análisis modal en el análisis de riesgos de inestabilidad se determinan los límites de inestabilidad del sistema eléctrico de potencia. Este trabajo propone una solución mediante el estudio del análisis modal la cual se fundamenta en el cálculo de valores y vectores propios de la matriz Jacobiana la que obtiene de la linealización del sistema eléctrico de potencia alrededor de los puntos de equilibrio. El análisis probabilístico de estabilidad angular como de tensión alrededor de este punto de operación, permite establecer una función de probabilidad del factor de participación del comportamiento de los valores propios de la matriz de estado del modelo dinámico lineal.

#### ***ABSTRACT.***

This work presents the risk of angular and voltage stability is presented in a SEP using modal analysis. Currently the SEP has many interconnections, which meet the demand; these interconnections are known as transmission systems. Transmission systems are constantly exposed to the problems of stability and shocks can cause the system to collapse. For analysis of instability are performed the following steps. In the first step the initial condition for the analysis of instability in the electrical power system load flow or power flow is structured, the second step is to determine the elements of power electrical system which can be prone to be unstable causing the node is in critical or state this prone to failure and finally in the third step a sensitivity analysis is performed causing disturbances in each of the critical nodes identified previously, these disturbances are made by making small changes in both power active and reactive power. After making use of modal analysis in the analysis of risks of instability limits the power system are determined. This paper proposes a solution by studying the modal analysis which is based on calculating eigenvalues and eigenvectors of the Jacobian matrix that obtained from the linearization of the power system around the equilibrium points. Probabilistic analysis angular and voltage stability around the operating point, can establish a probability function factor participation behavior of the eigenvalues of the state matrix of the linear dynamic model.

#### ***INTRODUCCIÓN.***

La estabilidad contiene un área de estudios muy amplia que se relaciona directamente con disciplinas de control y fuerza en nuestro caso las máquinas eléctricas por lo ha sido reconocida como un importante problema para la operación segura de los sistemas eléctricos de potencia. Los sistemas eléctricos de potencia se han ido desarrollando gracias a las interconexiones, la utilización de nuevas tecnologías, sistemas de control y al aumento de la operación en condiciones de mucho estrés, surgiendo de esta manera, diferentes formas de inestabilidad. Los

sistemas eléctricos de potencia constantemente se encuentran vulnerables a la inestabilidad, originadas en las centrales de generación ya que estas trabajan con máquinas sincrónicas, las cuales están a cargo de satisfacer la demanda eléctrica, en este proceso la máquina sincrónica se encuentra afectada por el movimiento mecánico provocando oscilaciones [1].

La aparición de oscilaciones son producto de la inestabilidad denominada de pequeña señal que ocurren cuando el sistema de potencia es incapaz de mantenerse en sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, estas ocurren constantemente debido a pequeños cambios en la carga y generación [2], [3]. La inestabilidad se puede ver como un incremento de las oscilaciones de los ángulos de algunas máquinas, que llegan a perder su sincronismo [4]. Se puede dividir la estabilidad angular o estabilidad angular de pequeña perturbación que hace referencia a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones [5]. Se considera pequeña si es posible la liberalización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos y la estabilidad transitoria o del ángulo del rotor de gran perturbación, se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando en el sistema existe una perturbación que provoca grandes excursiones de los ángulos del rotor [6]. Para sistemas muy grandes, la inestabilidad podría ocurrir con la primera oscilación del ángulo y además con una superposición de un modo de oscilación lento entre áreas y de oscilación local las cuales pueden poner en riesgo la estabilidad del sistema [7]–[9].

El continuo crecimiento de la demanda ha obligado a las empresas eléctricas a mejorar sus sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, para lo cual es necesario realizar varios estudios del estado actual y la proyección de expansión conforme al crecimiento de la carga. Uno de estos estudios es el análisis de estabilidad de voltaje, que permite identificar la máxima cargabilidad del sistema eléctrico [10], [11]. El colapso de tensión es una inestabilidad del sistema en el que intervienen los diferentes elementos de la red (cargas, controles, generación, entre otros.) y sus variables asociadas, de hecho, en este problema participa toda la red, aunque generalmente existe un área particularmente afectada. Con los incrementos o cambios en la naturaleza de las cargas y con la existencia de motores fuertemente cargados que causan un aumento de la demanda de potencia reactiva, que no siempre puede satisfacerse debido a los límites que existen en los dispositivos de control y en las líneas de transporte, ya sea porque estén muy cargadas o se hayan desconectado [12]. Por esta razón un porcentaje importante de la reactiva de las cargas debe ser suministrada localmente [13]. En consecuencia, un sistema de potencia es estable en tensión si después de una perturbación los voltajes en las cargas se mantienen en límites aceptables, de manera que el sistema opere de forma segura.

#### ***PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA***

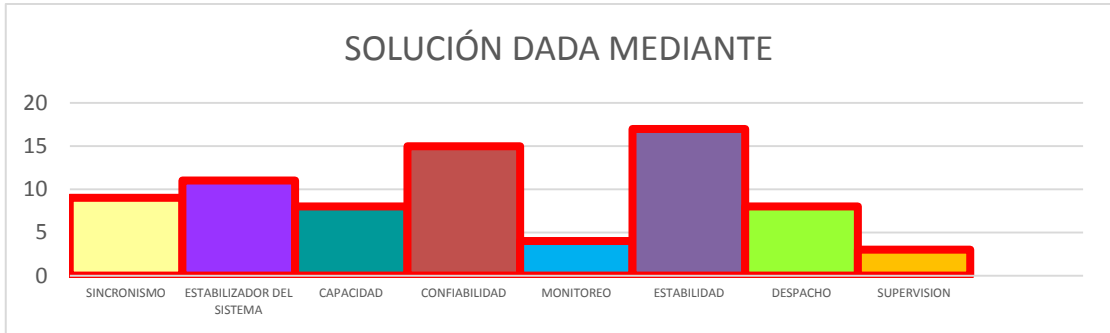
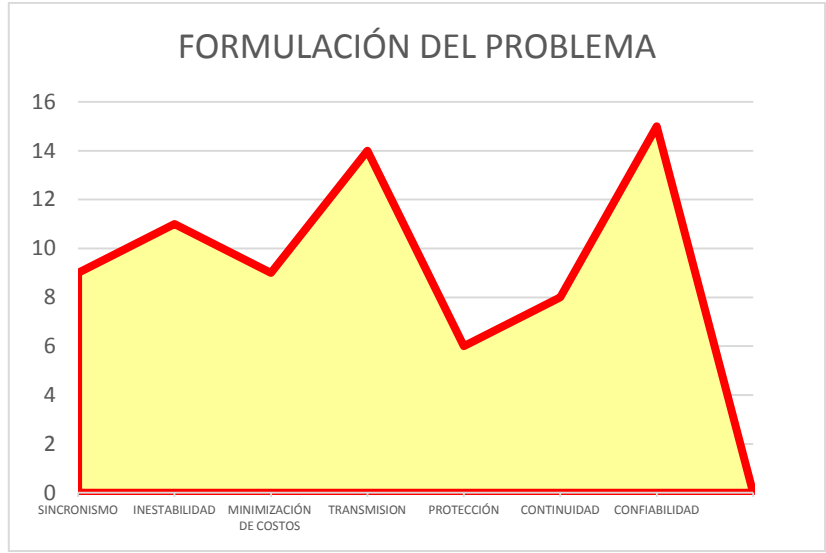
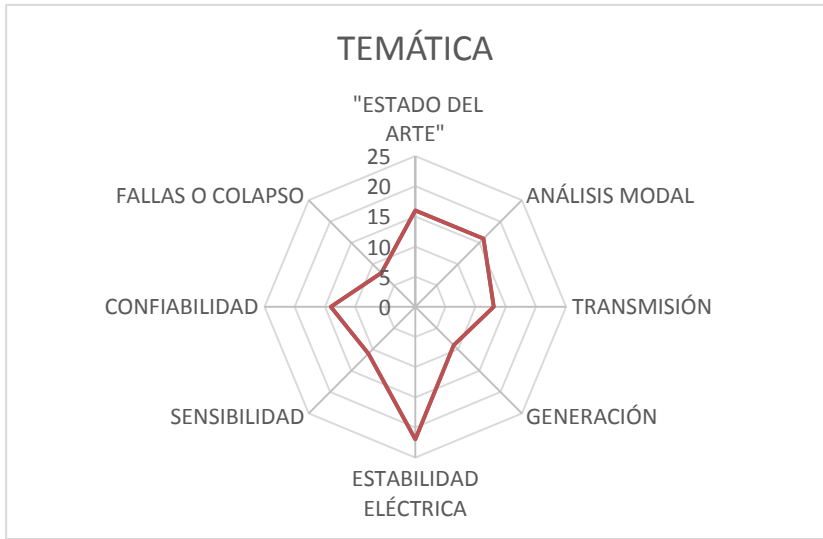
En el presente trabajo se analiza los riesgos de inestabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. El incremento continuo de la demanda de energía, ocasiona que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) trabajen cada vez más cerca de sus límites de estabilidad, lo cual puede ocasionar un colapso a los sistemas eléctricos de transmisión, provocando que el control de la seguridad de los sistemas se activen, con el fin de proteger a los usuarios. El problema de estabilidad puede ser eléctrico o mecánico de cualquier forma impide el sincronismo entre sistemas eléctricos de potencia. Desde que los sistemas eléctricos de potencia trabajan con máquinas sincrónicas para la generación de energía eléctrica, la condición necesaria para que la operación de generación sea satisfactoria es que todas las máquinas sincrónicas mantenga el sincronismo. Para esto se ha hecho énfasis en dotar a los operadores de los centros de control de herramientas computacionales adecuadas que les permita de alguna manera “evaluar” el comportamiento del sistema eléctrico de potencia, ante eventuales contingencias de operación de elementos del sistema, con el fin de detectar las áreas más vulnerables en cuanto a la estabilidad, de tal forma que los operadores puedan planificar las maniobras necesarias para que el sistema soporte las contingencias más críticas manteniendo la confiabilidad de la operación, evitando el colapso del sistema.

1.0 ESTADO DEL ARTE

# ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA USANDO EL ANÁLISIS MODAL

ITEM	DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA							RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA															
	AÑO	ANÁLISIS DE RIESGOS DE INESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	REFERENCIA	"ESTADO DEL ARTE"	ANÁLISIS MODAL	TRANSMISIÓN	GENERACIÓN	ESTABILIDAD ELÉCTRICA	SENSIBILIDAD	CONFIABILIDAD	FALLAS O COLAPSO	SINCRONISMO	INESTABILIDAD	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	TRANSMISIÓN	PROTECCIÓN	CONTINUIDAD	CONFIABILIDAD	CONSUMO	MANEJO DE MODELOS	LIMITACIONES	CONDICIONES DEL NODO	PROBLEMA	MATEMATICO	NO LINEAL	FLUCTUACION DE DISTANCIAS	DATOS REALES	ALGORITMOS	SINCRONISMO	ESTABILIZADOR DEL SISTEMA	CAPACIDAD	CONFIABILIDAD	MONITOREO	ESTABILIDAD	DESPACHO	SUPERVISIÓN				
1	2008	An Algorithm for Removing Trends from Power-System Oscillation Data	Zhou, Ning Trudnowski, Daniel Sarawgi, Sanjoy Pierre, J hon Bhatt, Navin	•	□	•	□	•	□	•	•	□	□	□	•	□	•	•	□	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
2	2002	Generalized Selective Modal Analysis	Rouco, Luis Vargas, Hermann R	□	•	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	•	•	•	□	□	•	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	
3	2003	Overview of power system stability concepts	Force, Task	□	•	□	•	•	•	•	□	□	•	•	□	□	□	□	□	•	□	•	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
4	2014	Wide area measurement based protection support during power swing	Kundu, Pratim Pradhan, Ashok	•	□	•	□	□	□	•	□	•	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
5	2010	Transient stability of power systems a unified approach to assessment and control	Pavella, Mania ERNST, Damien Vega, Daniel	•	•	•	□	•	□	□	□	□	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
6	2015	Improved synergetic excitation control for transient stability enhancement and voltage regulation of power systems	Zhao, Ping Yao, Wei Wen, Jinyu Jiang, L. Wang, Shaorong Cheng, Shijie	□	□	•	•	•	□	•	□	□	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
7	2014	Impacto de la Generación Eólica en Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia	Rinaudo, Fabian D Aromataris, Luis M	•	□	•	□	□	□	□	□	•	•	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
8	2015	The influence of GUPFC FACTS device on small signal stability of the electrical power systems	Valle, D.B. Araujo, P.B.	□	□	□	□	•	□	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
9	2007	Contingency analysis and risk assessment of small signal instability	Arrieta, Robinson Ríos, Mario A Member, Ieee Torres, Alvaro Member, Ieee Senior	•	•	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
10	2016	Voltage stability constrained multi-objective optimal reactive power dispatch under load and wind power uncertainties: A stochastic approach	Mohseni-Bonah, Seyed Masoud Rabiee, Abbas Mohammadi-Ivatloo, Behnam	•	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
11	2013	Inestabilidad_de_tensiones_criterios_de_seguridad.	Tomás Gómez San Román, José Lus Fernández Gonzalez	•	•	□	□	•	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□





## **2.0 OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Desarrollar un modelo matemático basado en análisis modal para analizar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Definir y conocer el concepto de estabilidad con su respectiva clasificación.
- Identificar las causas de inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia según el tipo de estabilidad.
- Simular y analizar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia ante una perturbación o falla.
- Determinar el riesgo de inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia.
- Determinar si el sistema es estable ante diferentes condiciones de operación.
- Determinar los nodos débiles que puedan producir inestabilidad aplicando la metodología de análisis modal.

## **3.0 METODOLOGÍA**

Cuando se presenta una inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia, en sus inicios la red se comporta de manera irregular. El índice que se desea estudiar debe ser analizado desde la red e interpretarlo en términos numéricos de tal manera que se puede predecir si se va a presentar una posible inestabilidad de tal manera que nos permita analizar el problema de inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia, para esto se obtiene el estado de operación de los nodos, con el que se puede encontrar los límites de estabilidad. Estos estudios se realizan por medio de métodos analíticos (Matlab), el método matemático (Análisis Modal), la cual determina las áreas más débiles del sistema eléctrico potencia con respecto a la estabilidad, mediante entrega información dada por los mecanismos de la inestabilidad por medio del cálculo de los factores de participación, mientras que la parte de monitoreo del sistema eléctrico de potencia se realiza en el programa (DIgSILENT Power Factory).

## **4.0. DESARROLLO.**

### **4.1.0. OSCILACIONES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

El sistema de potencia, en régimen estacionario, opera muy cerca de su frecuencia nominal y las magnitudes de las tensiones en las diferentes barras no varían más de un 5%. Por lo tanto, existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y la consumida. Cualquier cambio en la potencia generada, potencia demanda en el sistema de potencia causa cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga. Las perturbaciones que causan estas oscilaciones de potencia están dadas por fallas en el sistema de control, conexiones en las líneas de trasmisión, desconexiones de generadores y pérdidas o aplicaciones de grandes bloques de carga. Estas perturbaciones resultan en cambios repentinos en la potencia eléctrica, mientras que la potencia mecánica se mantiene constante, dependiendo de la perturbación y de la acción de los controladores las oscilaciones pueden ser estables o inestables[14].

### **4.2.0. OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS**

Los SEP en estado estable operan a una frecuencia nominal (60 o 50 Hz dependiendo el SEP), Esta es la frecuencia necesaria para todas las variables eléctricas en los SEP. Cuando el sistema está oscilando, lo que se quiere denotar es la presencia no deseada de oscilaciones diferentes a 60 Hz o 50 Hz en tales variables. Estas oscilaciones se deben a la variedad de interacciones entre los componentes del SEP [14]. Las oscilaciones son iniciadas por cambios en las condiciones operativas del sistema. Las perturbaciones pueden ser pequeñas que se originan por

cambios constantes en la carga o severas producidas por una falla trifásica en una línea de transmisión. Cuando las oscilaciones involucran las masas rodantes de los generadores, se denominan oscilaciones electromecánicas.

#### 4.3.0. ESTABILIDAD ANGULAR EN SISTEMAS DE POTENCIA

En el siguiente mapa conceptual presentaremos los conceptos básicos clasificación y distribución de la estabilidad angular en los sistemas de potencia.

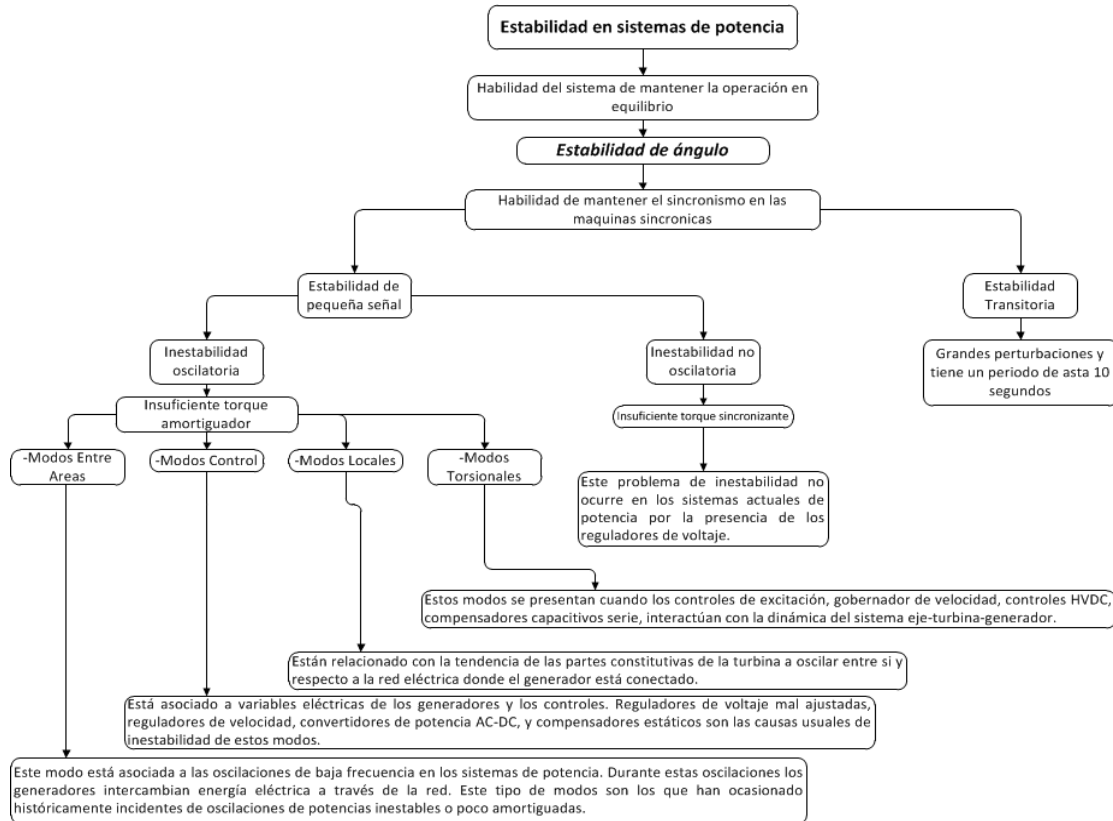


Figura 1. Cuatro conceptual de estabilidad angular.

#### 4.4.0. ANÁLISIS MODAL

El análisis modal, es una técnica matemática usada para analizar la estabilidad de pequeña señal de diferentes SEP's. Se basa en la linealización del modelo no lineal del SEP alrededor de un punto de equilibrio representado por una condición de estado estable en la operación del sistema [15]. Teniendo el modelo linealizado, se analiza el amortiguamiento de las oscilaciones mediante los nodos del sistema considerados como valores propios. Si el sistema no es lo suficientemente amortiguado, las oscilaciones, que se originan por cambios pequeños en la demanda, en la generación o en ajustes de controles, podrían crecer en amplitud y arriesgar la estabilidad del sistema [2]. Este método se emplea para determinar las áreas más débiles del sistema y para obtener información con respecto al aporte de cada uno de los mecanismos en la inestabilidad [16].

##### 4.4.1. ANÁLISIS MATEMÁTICO

El comportamiento de un sistema dinámico, como es el caso de un sistema SEP, puede ser descrito por un conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden. El cual se representa en las ecuaciones de estado (1)[17]:

$$\left( \frac{\partial x_i(t)}{\partial t} \right) = x_i(t) = f_i(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_v(t)) \quad (1)$$

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$$

Donde:

$i = 1, 2, \dots, n$

$n =$  orden de los sistemas = número de variables de estado.

$r =$  número de entradas

$v =$  número de entradas de perturbación

Se tiene que considerar de igual manera las ecuaciones de salida las ecuaciones de salida (2) de tal manera que se puede linealizar el sistema.

$$y_i(t) = g_j(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_v(t)) \quad (2)$$
$$\dot{\mathbf{g}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$$

Donde:

$j = 1, 2, \dots, m$

$m =$  número de salidas

#### 4.4.2. LINEALIZACIÓN

La linealización permite concentrarse en un solo punto de operación singular del sistema, y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado ( $\Delta x$ ) y en las entradas del sistema o variables de control ( $\Delta u$ ). Para un sistema no lineal representado en espacio de estado (3)[17]:

$$\left( \frac{\partial \mathbf{x}(t)}{\partial t} \right) = \mathbf{x}(t) = f(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t)) \quad (3)$$

Finalmente a la forma linealizada es:

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (4)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (5)$$

Donde:

$\Delta \mathbf{x} =$  vector de estado de dimensión  $n$

$\Delta \mathbf{y} =$  vector de salida de dimensión  $m$

$\Delta \mathbf{u} =$  vector de entrada de dimensión  $r$

$\mathbf{A} =$  Matriz de estado o planta ( $n \times n$ )

$\mathbf{B} =$  Matriz de entrada o control ( $n \times r$ )

$\mathbf{C} =$  Matriz de salida ( $m \times n$ )

$\mathbf{D} =$  Matriz que contiene la relación entre entradas y salidas ( $m \times r$ )

Al aplicar la transformada de Laplace al anterior sistema de ecuaciones, se obtiene las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia de la siguiente manera[17]:

$$s \Delta \mathbf{x}(s) - \Delta(0) = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(s) \quad (6)$$

$$\Delta \mathbf{y}(s) = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}(s) \quad (7)$$

A continuación se realizan las operaciones matemáticas necesarias y reemplazando en la ecuación de salida se obtiene:

$$\Delta \mathbf{y}(s) = \mathbf{C} \frac{(\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A}))}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})} [\Delta \mathbf{x}(0) + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(s)] + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (8)$$

Los polos de  $\Delta \mathbf{x}(s)$  y  $\Delta \mathbf{y}(s)$  son raíces de la ecuación característica de la matriz  $\mathbf{A}$ .

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0 \quad (9)$$

Donde:

$\mathbf{A} =$  matriz de estados

$\mathbf{I} =$  matriz Identidad

$s =$  frecuencia compleja (Variable de Laplace)

#### 4.4.3. ECUACIONES DE SALIDAS

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (10)$$

Las  $n$  son soluciones  $\lambda$  que satisfacen la ecuación característica, son llamados valores propios de la matriz  $\mathbf{A}$  y tienen las siguientes propiedades:



- En número de valores propios es igual al número de estados del sistema.
  - Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan su respuesta temporal ante una pequeña perturbación.
  - Para un sistema estable todos los valores propios tienen una parte real negativa.
- En la figura 2 [18]. Se han representado las respuestas asociadas a diferentes valores propios.

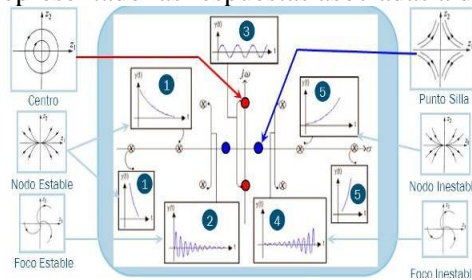


Figura 2. Valores propios y su respuesta asociada

- Para  $\omega = 0, \sigma < 0$  respuesta unidireccional amortiguada.
- Para  $\omega \neq 0, \sigma < 0$  respuesta oscilatoria amortiguada.
- Para  $\omega \neq 0, \sigma = 0$  respuesta oscilación de amplitud constante.
- Para  $\omega \neq 0, \sigma > 0$  respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite.
- Para  $\omega = 0, \sigma > 0$  respuesta unidireccional monótonamente creciente.

#### 4.4.4. VALORES PROPIOS REALES

Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio.

- Un valor propio real negativo representa un decaimiento del modo, mientras más grande es la magnitud del modo más rápido decae.
- Un valor propio real positivo representa una inestabilidad aperiódica.

#### 4.4.5. VALORES PROPIOS COMPLEJOS

Un valor propio complejo ocurre en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo de oscilación[17].

$$(a + jb) e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb) e^{(\sigma + j\omega)t} \quad (11)$$

Que tiene la forma:

$$e^{\sigma t} \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (12)$$

Cada modo de oscilación se representa por un valor propio complejo ( $\lambda$ ), donde:

- La parte real ( $\sigma$ ) será una medida del amortiguamiento del modo.
- Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada.
- Una parte real positiva representa una oscilación que incrementa su amplitud.
- La parte imaginaria ( $\omega$ ) da una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta \omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (13)$$

$\omega_n$  = frecuencia natural de oscilación.

$\zeta$  = Porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

Para un modo de oscilación representado por un valor propio complejo  $\sigma \pm j\omega$ , la razón de amortiguamiento está dada por (14):

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (14)$$

Donde:

$\xi$  = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

#### 4.5.0. EXPLICACIÓN DEL FENÓMENO DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS

El fenómeno de oscilaciones electromecánicas en un sistema de potencia consiste, para el caso de un sistema Generador-Barra Infinita, en la variación del ángulo  $\delta(t) = \delta_0 + \Delta\delta(t)$  alrededor del ángulo  $\delta_0$  o sea entre  $+\Delta\delta_{(max)}$  y  $-\Delta\delta_{(min)}$  según como se muestra en la Fig.17. Un observador localizado sólidamente en el eje de referencia síncrono observa el eje

directo  $d$  del rotor variando según  $\delta(t)$ , por esta forma comportamiento también es conocido como movimiento pendular del rotor o sencillamente penduleo. Sebe tener presente la referencia de donde se está observando. La operación ideal de estado estacionario está definida por la magnitud del ángulo  $\delta_0$  con  $\Delta\delta = 0$ , o sea un observador ubicado sólidamente en el eje de referencia síncrona mediría el ángulo  $\delta_0$ , comprendido entre el eje directo del rotor y el eje de referencia síncrono. Sin embargo cuando ocurren pequeñas variaciones de carga, generación o luego de haberse eliminado una falla en un sistema eléctrico de potencia puede aparecer este fenómeno[19]. Asumiendo la operación en estado estacionario ideal o sea  $\delta(t) = \delta_0$ , matemáticamente se tiene:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \frac{d\delta_0}{dt} = 0 \quad (17)$$

La transferencia de potencia entre la tensión interna  $E_q$  del generador que depende del corriente campo  $I_{fd}$  y la tensión terminal en bornes  $V_{ter}$  se tiene:

$$P_e(t) = \frac{E_q V_{ter}}{X_{sin}} \sin \delta_0 = P_0 \quad (18)$$

$$\frac{dP_e(t)}{dt} = 0 \quad (19)$$

$X_{sin}$ , es la reactancia síncrona del generador.

Por tanto no existe variación u oscilación de potencia activa.

En el caso que:

$$\Delta\delta(t) \neq 0 \text{ Y } \delta(t) = \delta_0 + \Delta\delta(t)$$

Se tiene:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} \neq 0 \quad (20)$$

$$\frac{dP_e(t)}{dt} = \frac{E_q V_{ter}}{X_{sin}} \cos(\Delta\delta(t)) \neq 0 \quad (21)$$

Por tanto la potencia activa oscila alrededor de  $P_0$ , consecuentemente oscilará la corriente de armadura y la tensión en bornes del generador. Dependiendo del módulo de la variación de la potencia activa y reactiva la magnitud de la corriente que también varía, puede ser detectado por los dispositivos de protección consecuentemente puede ser considerado como si se tratase de una falla y de esta forma la línea de transmisión puede ser desconectada.

#### 4.6.0. ESTABILIDAD DE TENSIÓN

En el siguiente mapa conceptual se presentan los conceptos básicos clasificación y distribución de la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia.

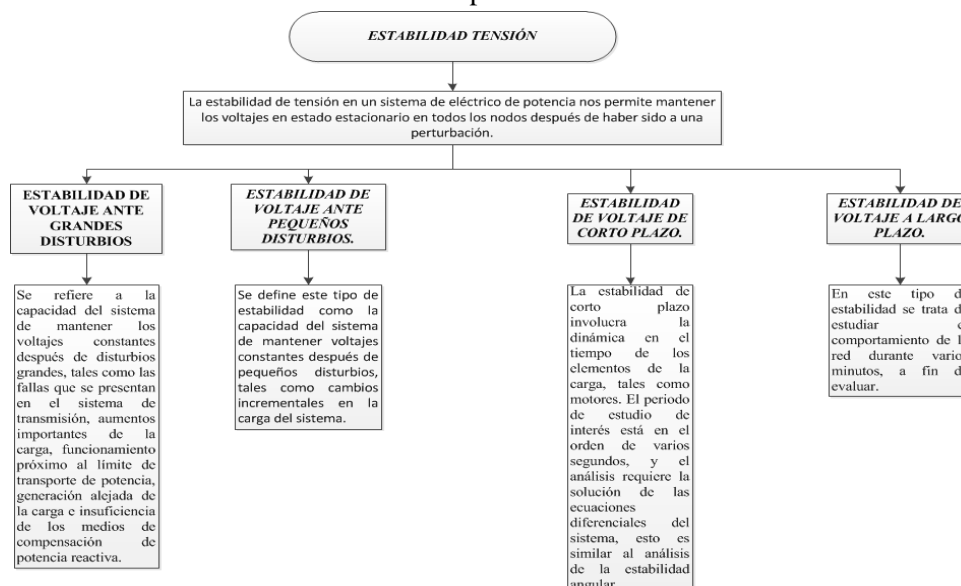


Figura 3. Cuatro conceptual de estabilidad de tensión.

#### 4.7.0. ANÁLISIS MATEMÁTICO

El comportamiento dinámico en el sistema eléctrico de potencia, puede ser descrito por un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden. El análisis comienza desde del impacto de las variaciones de la carga eléctrica que tiene un efecto de respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones. El efecto de este tipo de perturbaciones sobre la estabilidad de voltaje es analizable con el método de análisis modal mediante la matriz Jacobiana Reducida[15], [20]. Este método se basa en el análisis de los valores propios de la matriz Jacobiana Reducida, la cual se obtiene de la matriz Jacobiana del flujo de carga una vez éste ha convergido. Las ecuaciones de tensión de un sistema de potencia se pueden linealizar de la forma (22) [21]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ Q_{P\theta} & Q_{PV} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (22)$$

Si se asume que  $P$  es constante para cada punto de operación y encontrando la relación incremental de  $Q$  y  $V$ , se puede expresar a  $\Delta Q$  en función de los elementos de la matriz Jacobiana Reducida, resultando en:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ Q_{P\theta} & Q_{PV} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\Delta Q = [-J_{Q\theta} * J_{P\theta}^{-1} * J_{PV}] * \Delta V \quad (24)$$

$$\Delta Q = J_R * \Delta V \quad (25)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} * \Delta Q$$

Donde  $J_R$  es la matriz que relaciona directamente la magnitud de la tensión con la magnitud de la potencia reactiva inyectada en cada nodo.  $J_R$  se diagonaliza de la siguiente forma:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (26)$$

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta$$

Tal que el incremento de tensión en los buses está dado por:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q = \sum_{i=1}^m \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (27)$$

Si  $\xi_i$  la  $i$ -ésima columna de  $\xi$ ,  $\eta_i$  la  $i$ -ésima fila de  $\eta$ , y  $\lambda_i$  es la fila y columna  $i$  de  $\Lambda$ .

Como  $\xi^{-1} = \eta$ , la ecuación (6) puede ser escrita de la forma:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (28)$$

$$v = \Lambda^{-1} q$$

Donde  $v$  y  $q$  son las variaciones modales de tensión y potencia reactiva respectivamente las cuales están relacionadas de la siguiente manera:

$$v_i = \frac{q^{-1}}{\lambda^{-1}} \quad (29)$$

El sistema es estable en tensión siempre y cuando  $\lambda_i$  es positivo, ya que garantiza que un incremento en la magnitud de la tensión del bus, conlleva a un incremento en la magnitud de la potencia reactiva inyectada. El modelo probabilístico de la demanda está dado que se busca analizar el efecto incierto del comportamiento de la carga en la estabilidad de tensión, se hace una modelación de la misma que incluye el esquema de correlación en el comportamiento entre los diferentes nodos del sistema[22], [23]. Así, el modelo de carga usado es un modelo probabilístico, que considera la distribución estadística de los datos de entrada y su dependencia o independencia mutua. Previamente, es necesario realizar un análisis estadístico de los datos de consumo e intercambio de energía eléctrica para poder atribuir las distribuciones de probabilidad. Aquí se considera que la distribución de probabilidad de la carga en cada nodo es normal con media  $\mu$  y varianza  $\sigma^2$ , de tal forma que la función densidad de probabilidad viene dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (30)$$

Según las desviaciones estándar de las distribuciones normales de las cargas están en el orden de 2,5% y 3,5%. Además de la caracterización del factor de participación de la carga de cada nodo, se considera que las cargas entre nodos están correlacionadas en su comportamiento, expresadas mediante coeficientes de correlación, cuyos valores están entre -1 y 1[24]. Los nodos de carga intragrupos se encuentran más correlacionados entre sí, que la correlación intergrupos [25]. Denotando a la matriz de coeficientes de correlación como R, se determina la matriz de covarianzas por medio de la siguiente expresión:

$$K = \sigma * R * \sigma \quad (31)$$

Para efectos de simulación de Monte Carlo el cual es un modelo estocástico, se requiere desacoplar estadísticamente las variables aleatorias sobre las cuales se generan los números aleatorios. Así, se realiza la siguiente transformación lineal:

$$Y = AX \quad (32)$$

Donde Y y X son vectores aleatorios de orden n y de distribución normal y A es una matriz n x n invertible, donde se cumple que:

$$\begin{aligned} \eta_Y &= A * \eta_X \\ K_Y &= AK_X A^T \end{aligned} \quad (33)$$

Donde  $\eta$  y K son el vector de valores medios y la matriz de covarianzas del vector aleatorio correspondiente. Si la matriz A diagonaliza a la matriz Kx, el vector Y será de componentes independientes. Así, generando vectores de números aleatorios de componentes independientes entre sí, se hace uso de la transformación anterior para obtener un vector aleatorio con componentes correlacionadas[25].

#### 4.8.0. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

El análisis de estabilidad de voltaje, se considera como un fenómeno dinámico por naturaleza la cual requiere soluciones en función del tiempo. Las curvas PV o curva potencia activa cuya relación se encuentra entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés para los estudios de estabilidad de voltaje y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas potencia activa. Dichas curvas se pueden obtener a partir de la ecuación (9). Una curva PV representativa de una barra del sistema de potencia se muestra en la Figura 4 [26]. La primera solución que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V y una magnitud de corriente pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada marcada en la Figura 4. 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[26], [27].

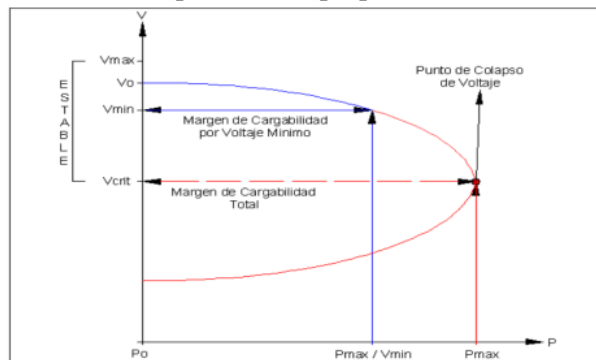


Figura 4. Características generales de una Curva PV

## 5.0. RESULTADOS

### 5.1.0. ESTABILIDAD ANGULAR EN UNA MÁQUINA SINCRÓNICA

Al aumentar proporcionalmente el valor del  $K_p$ , se puede encontrar el valor de ganancia con el que el sistema se vuelve oscilatorio. Este valor está en intervalos de 10 a 40, y la respuesta en el dominio del tiempo se muestra en la figura 5, donde también se puede observar como a pesar de que el sistema se vuelve más oscilatorio al aumentar  $K_p$ , el error permanente se reduce, y el comportamiento final del sistema tiende a comportarse similar a la tensión referencial.

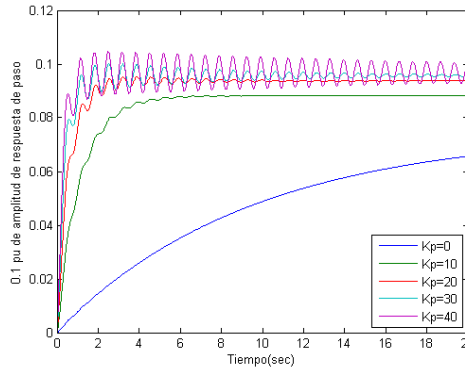


Figura 5. Comportamiento de la Oscilación Angular de una máquina sincrónica.

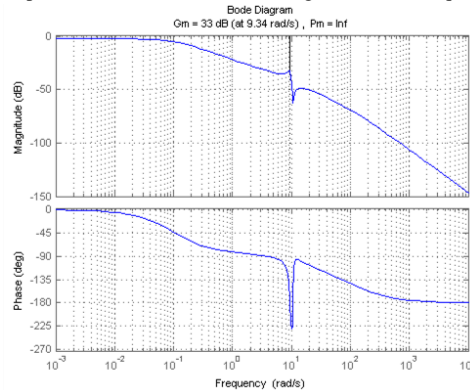


Figura 6. Respuesta en frecuencia de un sistema.

Para este análisis se utilizan el diagrama de Bode con el que se caracteriza la respuesta de la frecuencia angular en escala logarítmica, el desplazamiento en fase de la señal se evalúa a la salida del sistema respecto a la entrada para una frecuencia de cruce por cero de 9.34 rad/s con una ganancia de 33 dB. La respuesta en amplitud de la fase del diagrama de Bode no pueden por lo general cambiarse de forma independiente esto quiere decir que si la ganancia implica cambiar también desfase y viceversa. Ya que en este caso se tiene una oscilación altera agresivamente el diagrama de bode como se puede ver en la figura 6.

### 5.2.0. ANÁLISIS EN INESTABILIDAD ANGULAR.

En el sistema eléctrico de potencia de la figura 7 se provoca un disturbio por estabilidad angular en los generadores 4 y 6, el equilibrio se pierde y se presentan aceleraciones y desaceleraciones de los generadores sincrónicos al no poder estabilizarse el sistema de seguridad les saca de servicio, ya que la posición angular relativa de los generadores que giran más rápido se incrementará. Ésta diferencia angular provoca que la carga de los generadores 4 y 6 sea transferida a los demás generadores para abastecer la demanda. El corte o separación de los generadores del SEP depende de la relación potencia - ángulo estos factores que indican que después de cierto límite existe un incremento de la diferencia angular que provocará una reducción de la potencia de salida, esto causará que la diferencia angular continúe incrementándose, lo cual conducirá a una condición de inestabilidad la cual de no ser controlada provoca un colapso en todo el sistema eléctrico de potencia.



Debido a la complejidad de un sistema eléctrico de potencia de la figura 7 y a la cantidad de nodos que se tienen es recomendable elaborar un modelo simplificado con el que se procede a analizar el riesgo de inestabilidad con el análisis modal de pequeña señal en este sistema, se debe evaluar la probabilidad que sea positivo. Para ello se toma en cuenta el factor de participación por medio de los estadísticos de media y varianza. El riesgo de inestabilidad se mide como la probabilidad de la parte real de los valores propios de la matriz de estados y por medio de esta matriz y realizado por el método de Montecarlo los cuales vienen dadas de forma aleatoria, el rango de tolerancia del sistema será del 3% con el cual se obtendrán los datos del riesgo de inestabilidad angular por nodo los cuales se observan en la figura 8 y 9, los datos de inestabilidad se visualizan en la tabla 1.

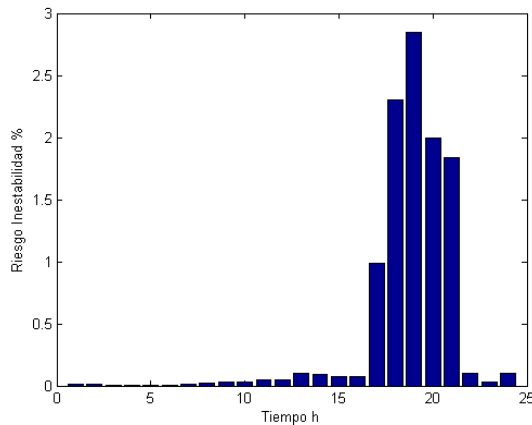


Figura 8. Riesgo de inestabilidad en el nodo 1.

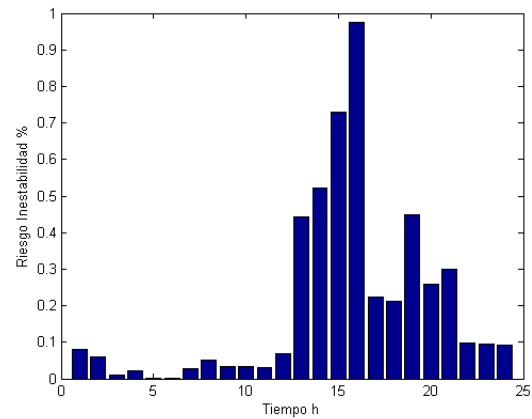


Figura 9. Riesgo de inestabilidad en el nodo 2.

En este caso se tiene como resultados que el nodo 1 es un sistemas con un alta probabilidad de inestabilidad comparado al nodo 2 por lo tanto tenemos que considerar en el nodo 1 una solución inmediato para que no colapse el sistema.

Tabla 1. Datos de inestabilidad angular en dos nodos del sistema eléctrico de potencia

HORAS	NODO1	NODO2
1:00	0,009	0,079
2:00	0,009	0,06
3:00	0,0033	0,009
4:00	0,0085	0,021
5:00	0,0029	0,001
6:00	0,0043	0,001
7:00	0,0097	0,029
8:00	0,0198	0,05
9:00	0,0265	0,035
10:00	0,0299	0,033
11:00	0,0467	0,032
12:00	0,0509	0,068
13:00	0,0973	0,443
14:00	0,0924	0,521
15:00	0,0768	0,73
16:00	0,0748	0,976
17:00	0,99	0,224
18:00	2,3	0,213
19:00	2,85	0,45
20:00	1,993	0,26
21:00	1,834	0,3
22:00	0,0993	0,098
23:00	0,034	0,094
0:00	0,0989	0,093

### 5.3.0. ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE TENSION

En la práctica, el problema de inestabilidad de tensión ocurre en los sistemas eléctricos de potencia de gran tamaño. Para realizar el análisis de inestabilidad de tensión, es necesario muchas veces el desarrollo de un estudio previo que permita evaluar los sectores del SEP más sensibles a posibles problemas de colapso, con el objetivo de reducir el sistema a una de menor

tamaño a fin de realizar un estudio del sistema más eficiente, como se tiene a continuación en la figura 10.

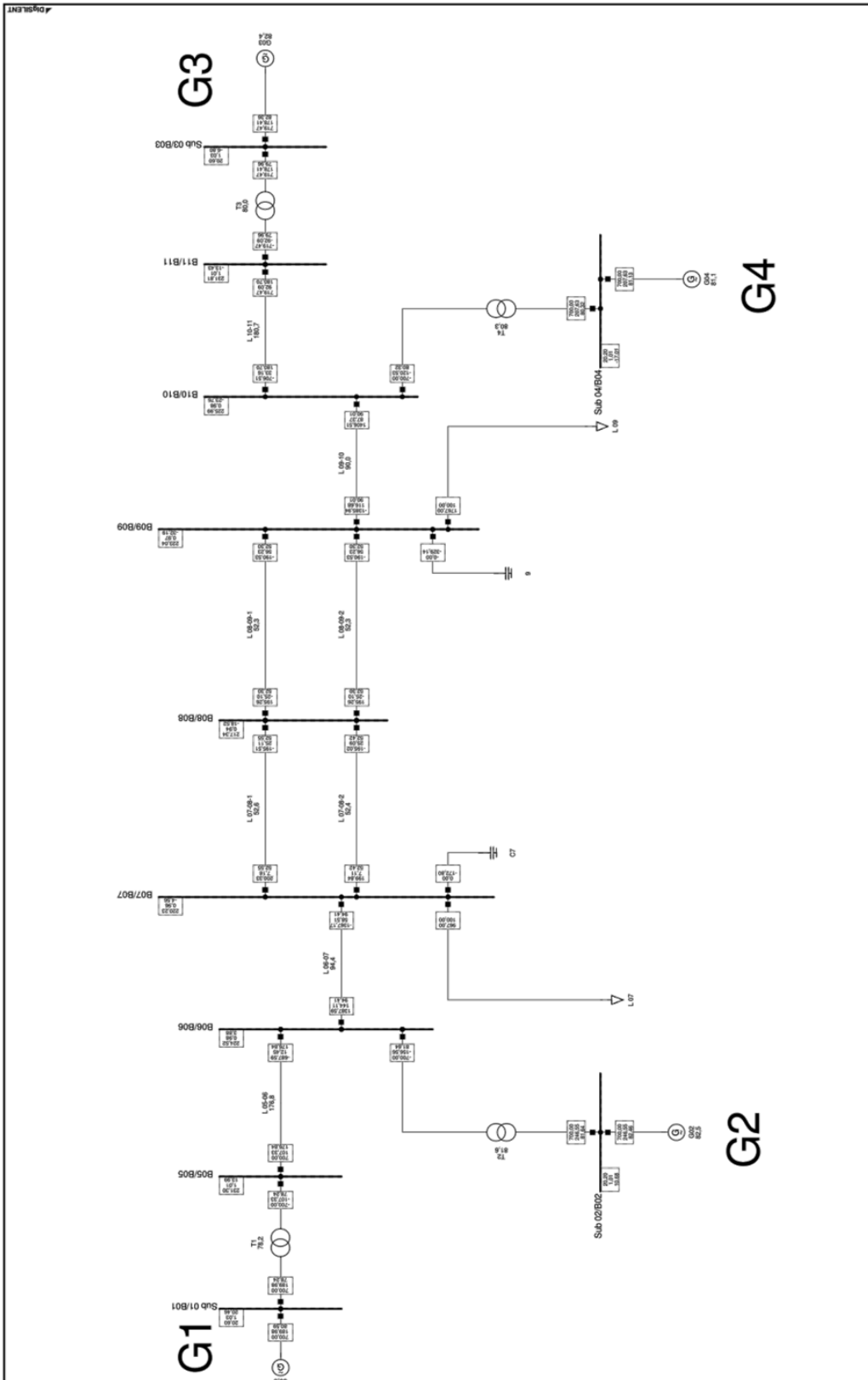


Figura 10. Sistema eléctrico de potencia para análisis de inestabilidad de tensión.



### 5.3.1. RECUPERACIÓN DEL VOLTAJE ANTE FALLAS

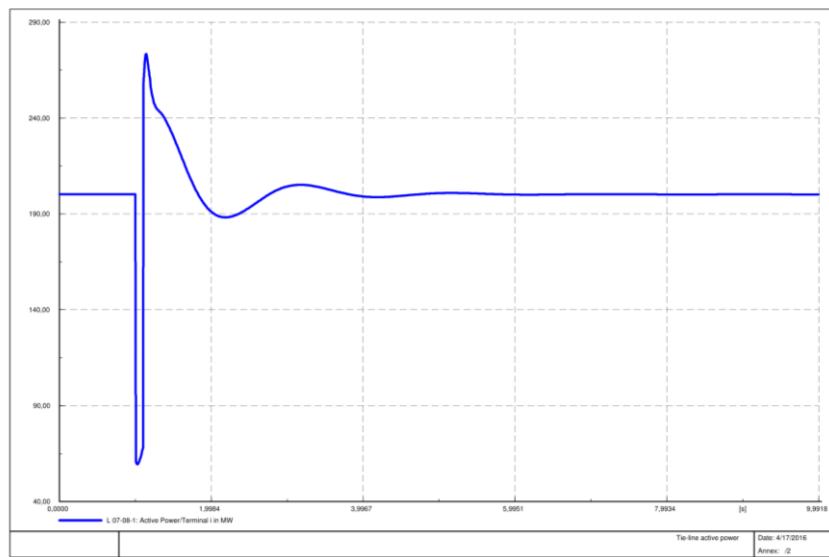


Figura 11. Recuperación del voltaje ante una falla

En la condición de operación dada, la magnitud de la tensión debe incrementarse cuando se inyecta potencia reactiva. En tal sentido que el sistema tiene inestabilidad de tensión ya que en el sistema la tensión disminuye y la potencia reactiva aumenta. La caída de tensión sostenida que explica la inestabilidad de tensión ocurre donde la estabilidad angular no es el problema, si no la influencia está en la parte de la demanda. Por lo tanto, la inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local la cual se puede recuperar sin necesidad de suspender el servicio, sin embargo las consecuencias que se pueden esperar pueden ser de un fuerte impacto que se puede propagar. En la figura 11 se puede apreciar como el sistema se recupera de una perturbación que provoco una inestabilidad de tensión transitoria.

### 5.3.2. RIESGO DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN

Para el análisis de riesgo de inestabilidad de tensión se mide la probabilidad tomando en cuenta los valores negativos, mediante el factor de participación que determina el análisis estadístico a partir de la simulación de Monte Carlo. La probabilidad de riesgo de inestabilidad de tensión para cada hora, se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Datos de riesgo horario de inestabilidad de tensión por incertidumbre en la demanda.

HORAS	CASO1	CASO2
1:00	37,54	38,05
2:00	3,70	3,03
3:00	0,0	9,15
4:00	47,30	45,29
5:00	47,18	47,21
6:00	47,26	47,23
7:00	47,37	47,30
8:00	0,0	0,0
9:00	38,69	39,35
10:00	39,39	38,57
11:00	40,39	39,78
12:00	41,88	41,54
13:00	40,23	40,17
14:00	38,73	38,45
15:00	38,29	39,30
16:00	38,98	37,19
17:00	42,17	41,57
18:00	41,48	41,68
19:00	42,48	42,84
20:00	42,70	43,02
21:00	44,32	44,50
22:00	42,09	41,50
23:00	39,14	39,42
0:00	39,89	39,43

En el caso 1, se puede apreciar que las características de inestabilidad de la demanda acarrear un riesgo operativo, entre las 17:00 PM y las 21:00PM horas la demanda llega a su punto críticos o de demanda máxima esto indica que hay generación de potencia reactiva, en este punto el riesgo de inestabilidad de tensión va aumentando de seguir aumentando la carga y no equilibrarla con la generación el sistema eléctrico de potencia tiende a colapsar. En el sistema eléctrico de potencia de la figura 10, se observa que los mayores riesgos están no en la condición de demanda máxima, sino en demanda mínima de 3 de la mañana a las 7 de mañana fuera de las horas pico. Cuando la demanda baja el sistema se exige menos provocando que trabajen menos fuentes de generación de potencia activa y reactiva que funcionan en el sistema eléctrico de potencia. En conclusión el funcionamiento óptimo de este sistema eléctrico de potencia depende del estudio de cargas y del despacho empleado de tal manera que se mantenga el sistema estable. Los puntos interesantes de observar son los que corresponden a la transición de demanda alta a mínima entre la 1:00 AM y las 3:00 AM y de demanda mínima a demanda media entre las 7:00AM y las 8:00 AM de la mañana en este caso el riesgo es mínimo y casi nulo. En el caso 2 el resultado del riesgo del sistema según el horario está calculado para condiciones de comportamiento es probabilístico de la demanda, al observándose los riesgos en horarios de transición de 2:00 AM a 3:00 AM de la mañana aumento la demanda considerablemente pero no a un punto de riesgo de inestabilidad, en las demás horas prácticamente la demanda sigue siendo casi igual al caso uno de tal manera que las horas de riesgo continúan siendo 3 de la mañana a las 7 de mañana.

### 5.3.3. FLUJO DE POTENCIA

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		No	Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Max. Acceptable Load Flow Error for		Nodes	1,00 kVA	
Consider Reactive Power Limits		No	Model Equations			0,10 %	

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case				Annex:	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
B05										
B05	230,00	1,006	231,30	13,99						
B06	230,00	0,976	224,52	3,88						
B07	230,00	0,958	220,23	-4,56						
B08	230,00	0,945	217,34	-18,52						
B09	230,00	0,970	223,04	-32,19						
B10	230,00	0,983	225,99	-23,76						
B11	230,00	1,008	231,81	-13,43						
Sub 01	20,00	1,030	20,60	20,46						
Sub 02	20,00	1,010	20,20	10,68						
Sub 03	20,00	1,030	20,60	-6,80						
Sub 04	20,00	1,010	20,20	-17,01						

Figura 12. Flujo de potencia del sistema eléctrico de potencia

En la figura 10 se puede ver que las barras siete y ocho tienen una caída de tensión mientras que en las barras uno y dos se tiene un incremento de tensión, mediante estas condiciones obtenemos los valores propios vistos en la figura 11 y el factor de participación la cual se aprecia en la figura 12.

Modal-Analysis, Eigenvalues											
System Stage: Study Case			Study Case: Study Case				Annex:				
No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value	
1	-2,482	7,719	6	-1,387	-0,000	11	-0,615	-0,000	16	-4,162	0,000
2	-2,816	7,477	7	-1,015	-0,000	12	-0,472	-0,105	17	-0,100	-0,000
3	-0,874	3,454	8	-0,053	-0,000	13	-0,377	-0,000	18	-0,100	-0,000
4	-3,290	2,815	9	-0,472	0,105	14	-2,769	0,000	19	-0,100	-0,000
5	-5,070	3,252	10	-0,740	-0,000	15	-3,942	0,542			

Figura 13. Valores Propios

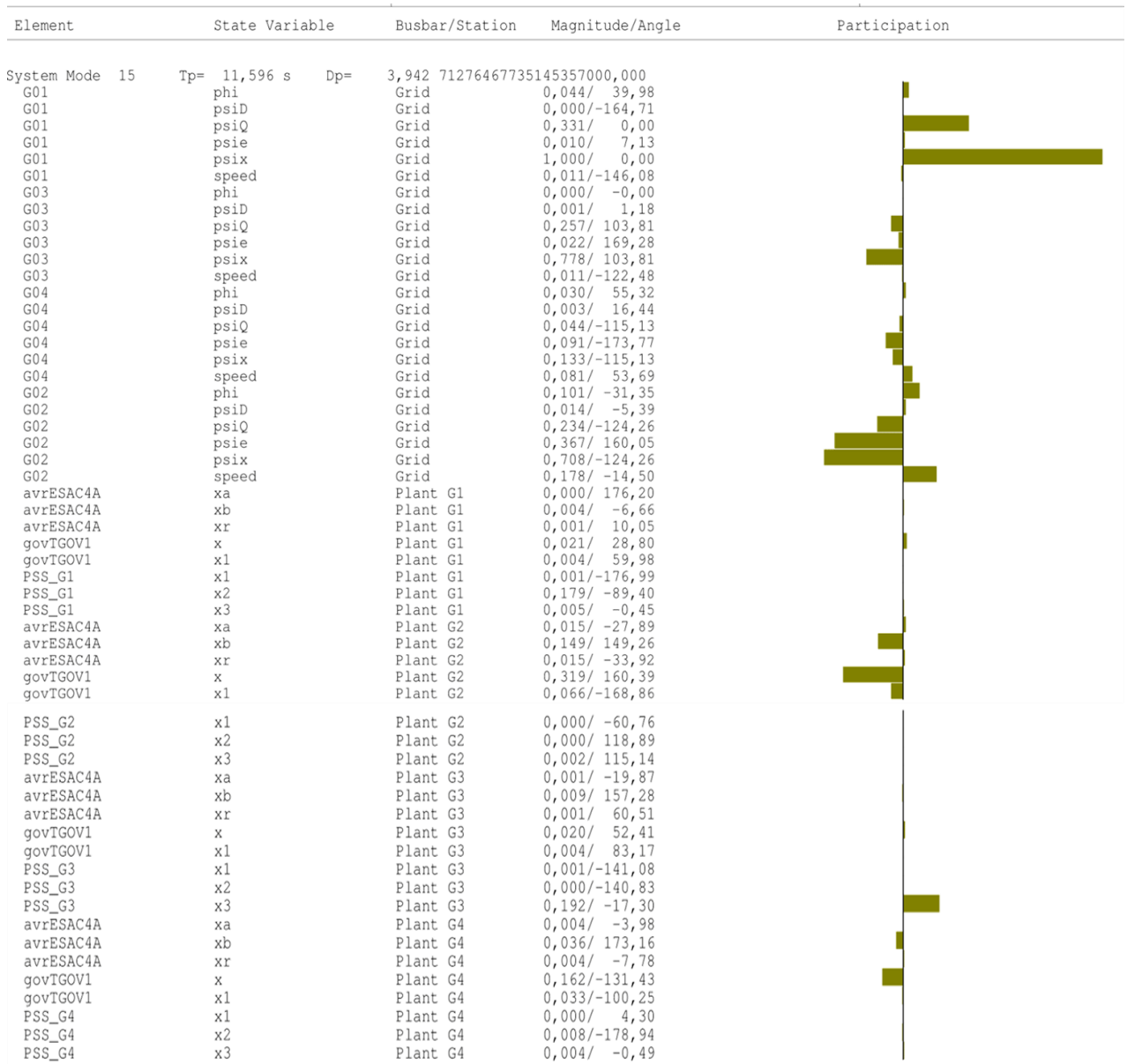


Figura 14. Factor de participación

La figura 14 indica el funcionamiento de los generadores que suministran más potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental de carga reactiva en el sistema. La amortiguación de los modos del sistema será por debajo del valor definido en  $(1 / s)$ , Puesto que la magnitud de los elementos de los valores propios son influenciadas por los variables de estado, esto quiere decir el uso de los valores propios para medir la influencia de las variables es limitado. Aplicando el análisis modal se puede identificar las áreas críticas que contribuyen a la pérdida de estabilidad. Con estos datos es posible obtener los factores de participación del sistema, los cuales visualizan las medidas de control más eficientes para solucionar los problemas de estabilidad de tensión, con el fin poder evitar a ciertos horarios un posible colapso en el sistema.

## **6.0. ESTRATEGIA PARA LA DIVULGACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Dentro de las estrategias de divulgación se plantean las siguientes:

1. Informe escrito final como producto de trabajo de titulación. El informe será entregado a biblioteca UPS
2. Jornada Científica de Ingeniería Eléctrica.

## **7.0. SECTORES BENEFICIADOS**

Los sectores beneficiados con el proyecto son los siguientes:

1. Universidad Politécnica Salesiana
2. Grupos de investigación relacionados con el proyecto
3. Sectores públicos y privados relacionados al tema de investigación

## **8.0. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- El análisis estabilidad angular y de tensión no es solo permiten anticipar un colapso con el fin de mejorar los perfiles de voltaje de ciertos nodos bajo condiciones ideales de operación, sino que también permite ver el comportamiento el sistema eléctrico de potencia ante una inestabilidad.
- Existen muchos aspectos de los problemas de estabilidad que se pueden analizar de forma efectiva mediante métodos estáticos, los cuales permiten examinar la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación especificada del sistema eléctrico de potencia. En este trabajo se examina dos aspecto: Qué tan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad y por qué ocurre esta inestabilidad. En este sentido, el análisis modal del sistema eléctrico de potencia evalúa la estabilidad desde una amplia perspectiva del SEP e identifica claramente las áreas con problemas potenciales.
- Si bien existen métodos de uso más generalizado para el análisis de estabilidad en función del dominio del tiempo, el modelo matemático obtenido mediante el análisis modal en el dominio de la frecuencia presenta varias ventajas, entre las cuales se puede señalar las siguientes: La forma sistemática en la cual se obtiene la información que revela las características del fenómeno dinámico inherentes al SEP. Los factores de participación proporcionan índices para ubicar medidas amortiguadoras con el fin de evitar colapsos en el SEP. Los modos débilmente amortiguados e inestables son seleccionados y pueden analizarse en detalle, lo que permite identificar el tipo de inestabilidad.
- Este trabajo presenta una metodología probabilística para la evaluación del riesgo de inestabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, con un planeamiento operativo fundamentado en el análisis modal cuyas características probabilísticas del factor de participación son asociadas a los valores propios de la matriz Jacobiana reducida, en cada hora de operación proyectada se obtienen de los análisis estadísticos realizados a los resultados parciales con la cual se obtiene de las condiciones en las que se encuentra el flujo de carga.
- En el trabajo realizado se muestra una manera alternativa de entender el problema de estabilidad, haciendo uso de conceptos de sistemas no lineales y la descripción del comportamiento de los puntos de equilibrio para determinar si son estables o no, esto se logró con la definición de un sistema no lineal que permite expresar un modelo reducido de un sistema eléctrico de potencia. A partir de esta definición se dio la introducción al punto de colapso explicado como la forma en que los puntos de equilibrio estable e inestable, se van acercando a medida que el parámetro de carga se incrementa, así se muestra el problema de estabilidad donde la dependencia de un parámetro en el modelo puede pasar a ser inestable para ciertos valores.

- Los índices de estabilidad estudiados fueron utilizados de una manera muy práctica en la definición de la metodología propuesta, aprovechando que los índices elegidos presentan una forma de cálculo sencilla y muy eficiente se pudo utilizar sus definiciones para determinar los puntos más débiles mediante los límites establecidos para una operación normal de SEP.

Los tópicos siguientes son recomendaciones para posibles investigaciones futuras:

- Como trabajo futuro se debe realizar estudios de modelos más complejos para distintos sistemas eléctricos de potencia, con el fin de obtener resultados más reales, que el método desarrollado mediante el análisis modal, para esto se puede incluir análisis de estabilidad incluyendo las funciones de análisis dinámico.

## 9.0. BIBLIOGRAFÍAS

- [1] N. Zhou, D. Trudnowski, S. Sarawgi, J. hon Pierre, and N. Bhatt, "An Algorithm for Removing Trends from Power-System Oscillation Data," *IEEE*, pp. 1–7, 2008.
- [2] L. Rouco and H. R. Vargas, "Generalized Selective Modal Analysis," *IEEE*, vol. 00, no. c, pp. 1194–1199, 2002.
- [3] T. Force, "OVERVIEW OF POWER SYSTEM STABILITY CONCEPTS," *IEEE*, pp. 1762–1768, 2003.
- [4] P. Kundu and A. Pradhan, "Wide area measurement based protection support during power swing," *Electr. Power Amd Emery Syst.*, vol. 63, pp. 546–554, 2014.
- [5] M. Pavella, D. ERNST, and D. Vega, *TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS A Unified Approach to Assessment and Control*. 2010, pp. 1–235.
- [6] P. Zhao, W. Yao, J. Wen, L. Jiang, S. Wang, and S. Cheng, "Improved synergetic excitation control for transient stability enhancement and voltage regulation of power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 44–51, Jun. 2015.
- [7] F. D. Rinaudo and L. M. Aromataris, "Impacto de la Generación Eólica en Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia," *IEEE Trans.*, pp. 438–442, 2014.
- [8] D. B. Valle and P. B. Araujo, "The influence of GUPFC FACTS device on small signal stability of the electrical power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 65, pp. 299–306, Feb. 2015.
- [9] R. Arrieta, M. A. Ríos, I. Member, A. Torres, and I. S. Member, "Contingency Analysis and Risk Assessment of Small Signal Instability," no. 1, pp. 1741–1746, 2007.
- [10] S. M. Mohseni-Bonab, A. Rabiee, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Voltage stability constrained multi-objective optimal reactive power dispatch under load and wind power uncertainties: A stochastic approach," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 598–609, Jan. 2016.
- [11] J. L. F. G. Tomás Gómez San Román, *Inestabilidad\_de\_tensiones\_criterios\_de\_seguridad*. Madrid, 2013, pp. 77–103.
- [12] L.-A. Dessaint, I. Kamwa, and T. Zabaïou, "Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 924–934, May 2014.
- [13] L. S. Vargas and C. A. Cañizares, "Time Dependence of Controls to Avoid Voltage Collapse," *IEEE Trans.*, no. July 2000, pp. 1–8, 2007.
- [14] A. A. Hashmani, "Damping of Electromechanical Oscillations in Power Systems using Wide Area Control Ashfaque Ahmed Hashmani," 2010.
- [15] S. Chandrabhan and G. Marcus, "Of Power System Voltage Stability Using Modal Analysis," *IEEE*, pp. 381–987, 2007.
- [16] T. Hiyama, S. Member, and N. Suzuki, "Real Time Modal Analysis of Power System Oscillations," pp. 225–228, 2000.
- [17] P. Eólica, "Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano," vol. 33, no. 3, 2014.

- [18] C. Gallardo, “ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE EL INGRESO MASIVO DE GENERACIÓN,” 2015. [Online]. Available: <http://slideplayer.es/slide/1106727/>.
- [19] P. B. Araujo, “Damping of Low-Frequency Oscillations by Supplementary Control of Power System Stabilizers,” vol. 2, no. 2, pp. 223–232, 2008.
- [20] J. Zhang, J. Y. Wen, S. J. Cheng, S. Member, and J. Ma, “A Novel SVC Allocation Method for Power System Voltage Stability Enhancement by Normal Forms of Diffeomorphism,” vol. 22, no. 4, pp. 1819–1825, 2007.
- [21] P. Quintana and J. Bermúdez, “Análisis modal aplicado a la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia,” no. Tomo I, pp. 1–176, 2006.
- [22] M. W. Mustafa, “Line Voltage Stability Calculations in Power Systems,” *IEEE*, pp. 396–401, 2010.
- [23] R. Ahmed, C. Simbrunner, G. Schwabegger, M. a. Baig, and H. Sitter, “Stability of low voltage n-type organic field effect transistors,” *Synth. Met.*, vol. 197, pp. 18–22, Nov. 2014.
- [24] T. V. A. N. Cutsem, “Voltage Instability , Countermeasures , and Analysis Methods,” *IEEE INFOCOM 2010*, vol. 88, no. 2, pp. 528 –536, 2000.
- [25] F. A. N. Xuexin, W. Gang, F. U. Lijun, Y. Hua, and J. I. Feng, “Control strategy of voltage stability based on generator dynamic reactive power releasing,” *Conference*, pp. 460–465, 2011.
- [26] I. A. Ortiz, S. A. Pil, I. J. Játiva, and D. Ph, “Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito,” no. Xc.
- [27] J. Gualberto and B. Valerino, “Voltage stability of electric power system using the program ‘PSAF’,” vol. XXXIII, no. 2, pp. 85–93, 2012.