

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE  
TENSIÓN UTILIZANDO EL ANÁLISIS MODAL  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**JAVIER ARTURO SANTIAGO ORTEGA**

**LIMA – PERU**

**2009**

## **SUMARIO**

**El objetivo de la presente tesis es mostrar y explicar la base teórica para el análisis del fenómeno de Estabilidad de la Tensión usando el Análisis Modal en Sistemas Eléctricos de Potencia, que permite conocer una medida de la cercanía del sistema a la inestabilidad e identificar las áreas del sistema con potenciales problemas de Estabilidad de Tensión. El Análisis Modal esta basado en el estudio de la red mediante el análisis de la matriz jacobiana, la cual contiene las relaciones entre las potencias activas, potencias reactivas y las tensiones en barras.**

**Siendo la inestabilidad de tensión un problema influenciado por la imposibilidad del sistema de suministrar la suficiente potencia reactiva hacia las cargas, el Análisis Modal es una herramienta que provee información útil acerca de la relación entre las potencias reactivas y las tensiones en barras.**

**Los criterios para la evaluación de la Estabilidad de Tensión utilizando el Análisis Modal son establecidos durante el desarrollo de la teoría y serán aplicados a tres sistemas de potencia (el primero de 9 barras, el segundo IEEE de 30 barras y el tercero es el Área Norte del SEIN), que permitirá extraer conclusiones que permitan verificar la utilidad del Análisis Modal. La herramienta computacional utilizada para los cálculos será el software MATLAB, debido a las facilidades que presenta para trabajar con los modelos matemáticos aplicados a los sistemas eléctricos.**

## INDICE

|  |    |
|--|----|
| <b>PROLOGO</b>   | 1  |
| <b>CAPITULO I</b>  |    |
| <b>CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD DE TENSION</b>             |    |
| 1.1 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)             | 5  |
| 1.2 Clasificación de la estabilidad en SEP's                         | 6  |
| 1.2.1 Estabilidad del ángulo del rotor                               | 6  |
| 1.2.2 Estabilidad de la tensión                                      | 9  |
| 1.2.3 Estabilidad de la frecuencia                                   | 12 |
| 1.3 Conceptos básicos de Estabilidad de Tensión                      | 13 |
| 1.3.1 Estabilidad de Tensión en SEP's                                | 13 |
| 1.3.2 Características de estabilidad de tensión en un sistema simple | 13 |
| 1.3.3 Características básicas V-P y Q-V en un sistema de 9 barras    | 17 |
| 1.4 Factores influyentes en la estabilidad de la tensión             | 20 |
| 1.4.1 Características del sistema de transmisión                     | 21 |
| 1.4.2 Características de generador                                   | 23 |
| 1.4.3 Características de las cargas                                  | 25 |
| 1.4.4 Características de los dispositivos de compensación reactiva   | 27 |
| 1.5 Colapso de Tensión   | 28 |
| <b>CAPITULO II</b>   |    |
| <b>METODOS DE ANALISIS DE ESTABILIDAD DE TENSION</b>                 |    |
| 2.1 Introducción   | 30 |
| 2.2 Métodos de Análisis de Estabilidad de Tensión                    | 31 |
| 2.2.1 Aspectos básicos para el análisis de la Estabilidad de Tensión | 31 |
| 2.2.2 Métodos generales de Análisis de Estabilidad de Tensión        | 32 |
| 2.3 Método de Análisis de Transitorio de Larga Duración              | 33 |
| 2.3.1 Representación general de un sistema dinámico                  | 33 |

|   |   |    |
|---|---|----|
| 2.3.2   | Estabilidad de un sistema dinámico                                    | 35 |
| 2.3.3   | Análisis dinámico aplicado a la estabilidad de tensión de SEP's       | 36 |
| 2.4   | Método de Análisis de Estado Estacionario                             | 38 |
| 2.4.1   | Bases para en Análisis de Estado Estacionario                         | 38 |
| 2.4.2   | Técnicas de Análisis de Estado Estacionario de Estabilidad de Tensión | 39 |
| <b>CAPITULO III</b>                                   |   |    |
| <b>FLUJO DE POTENCIA</b>                              |   |    |
| 3.1   | Introducción  | 44 |
| 3.2   | Representación de los componentes del sistema eléctrico               | 46 |
| 3.2.1   | Clasificación de Barras   | 46 |
| 3.2.2   | Generadores y compensadores síncronos                                 | 47 |
| 3.2.3   | Líneas de transmisión   | 47 |
| 3.2.4   | Transformadores de potencia   | 48 |
| 3.2.5   | Reactores y capacitores shunt   | 48 |
| 3.2.6   | Cargas  | 49 |
| 3.3   | Ecuaciones de flujo de potencia                                       | 49 |
| 3.3.1   | Matriz de admitancias   | 49 |
| 3.3.2   | Ecuaciones de flujo de potencia                                       | 51 |
| 3.4   | Método de Newton – Raphson  | 52 |
| 3.5   | Solución del flujo de potencia mediante el método de Newton – Raphson | 54 |
| <b>CAPITULO IV</b>                                    |   |    |
| <b>EIGENVALORES Y EIGENVECTORES</b>                   |   |    |
| 4.1   | Introducción  | 58 |
| 4.2   | Eigenvalores  | 58 |
| 4.3   | Eigenvectores   | 59 |
| 4.4   | Matrices Modales  | 60 |
| 4.5   | Factores de Participación   | 61 |
| <b>CAPITULO V</b>                                     |   |    |
| <b>ESTABILIDAD DE TENSIÓN MEDIANTE ANALISIS MODAL</b> |   |    |
| 5.1   | Introducción  | 63 |
| 5.2   | Análisis de la sensibilidad V-Q                                       | 64 |

|  |  |     |
|--|--|-----|
| 5.2.1  | Matriz Jacobiana reducida del sistema ( $J_R$ )  | 64  |
| 5.2.2  | Sensitividad V-Q   | 65  |
| 5.3  | Modos de estabilidad de tensión  | 65  |
| 5.4  | Análisis de los eigenvalores de $J_R$  | 67  |
| 5.4.1  | Vectores variación de tensión y potencia reactiva modal                                | 67  |
| 5.4.2  | Criterios de estabilidad mediante análisis modal                                       | 67  |
| 5.4.3  | Relación entre la sensitividad V-Q y los modos de estabilidad                          | 68  |
| 5.5  | Factores de participación de barras, enlaces y generadores                             | 69  |
| 5.5.1  | Factores de participación de barras  | 69  |
| 5.5.2  | Factores de participación de enlaces   | 70  |
| 5.5.3  | Factores de participación de generadores   | 72  |
| 5.6  | Análisis del efecto del modelo de cargas   | 74  |
| 5.6.1  | Modelos de cargas  | 74  |
| 5.6.2  | Efecto del modelamiento de cargas en la estabilidad de tensión                         | 76  |
| <b>CAPITULO VI</b>   |  |     |
| <b>APLICACIÓN DEL ANALISIS MODAL EN SISTEMAS DE POTENCIA</b> |  |     |
| 6.1  | Introducción   | 79  |
| 6.2  | Análisis modal para el Sistema de 9 barras   | 80  |
| 6.2.1  | Descripción del sistema de 9 barras  | 80  |
| 6.2.2  | Análisis modal para el sistema de 9 barras   | 81  |
| 6.2.2.1  | Análisis modal para el caso base   | 81  |
| 6.2.2.2  | Análisis modal para un caso crítico  | 83  |
| 6.2.3  | Resultados de Análisis Modal de estabilidad de tensión usando el software Winflu 2-3px | 86  |
| 6.2.4  | Principales resultados del Análisis Modal al sistema de 9 barras                       | 89  |
| 6.3  | Análisis Modal para el Sistema IEEE de 30 barras                                       | 90  |
| 6.3.1  | Descripción del Sistema IEEE de 30 barras  | 90  |
| 6.3.2  | Análisis modal para el sistema IEEE de 30 barras                                       | 91  |
| 6.3.2.1  | Análisis modal para el caso base   | 91  |
| 6.3.2.2  | Análisis modal para el caso crítico N° 1   | 97  |
| 6.3.2.3  | Análisis modal para el caso crítico N° 2   | 102 |
| 6.3.2.4  | Alternativas de mejora para el caso crítico N° 2                                       | 106 |
| 6.3.3  | Principales resultados del análisis del sistema IEEE de 30 barras                      | 110 |

|            |   |            |
|------------|---|------------|
| <b>6.4</b> | <b>Análisis Modal para el Área Norte del SEIN</b>               | <b>111</b> |
| 6.4.1      | Descripción del Sistema Eléctrico                               | 111        |
| 6.4.2      | Operación del Área Norte  | 113        |
| 6.4.3      | Análisis Modal para el Área Norte del SEIN                      | 119        |
|            | <b>CONCLUSIONES</b>   | <b>130</b> |
|            | <b>ANEXOS</b>   |            |
| A          | Parámetros eléctricos de los sistemas de prueba                 | 133        |
| B          | Código del Programa de Análisis Modal en Matlab                 | 142        |
| C          | Características del Programa de Flujo de Carga y Análisis Modal | 158        |
|            | <b>BIBLIOGRAFIA</b>   | <b>163</b> |

## **PRÓLOGO**

### **Generalidades**

En los últimos años una variedad de factores están haciendo que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) tiendan a ser operados de modo tal que se acercan más al uso de sus máximas capacidades de transmisión. El factor mas común es el crecimiento de la carga, ante lo cual los elementos del SEP's (como líneas de transmisión y transformadores) son exigidos a operar a niveles mayores de demanda, acercando al sistema a sus límites de estabilidad y seguridad. La necesidad de hacer el uso más eficiente de las redes de transmisión ha conducido a una situación en la que los sistemas son operados cerca a sus límites de estabilidad de tensión en forma más frecuente y por mayores tiempos.

Por estas razones la estabilidad de tensión se ha convertido en una restricción limitante para un número creciente de sistemas, y en algunos casos sustituyendo a la estabilidad ángulo rotor como interés primario. Esto se evidencia desde el hecho que muchos de los mayores colapsos en sistemas experimentados en años recientes en diversos países del mundo se han debido a la inestabilidad de tensión [1].

### **Objetivos**

La presente tesis tiene por objetivo mostrar un panorama de la concepción y la naturaleza del problema de Estabilidad de Tensión en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) y las metodologías existentes para su análisis. Así también se muestra y explica la base teórica para el análisis del fenómeno de Estabilidad de la Tensión usando el Análisis Modal en (SEP's).

La técnica de Análisis Modal para la evaluación de la Estabilidad de Tensión de estado estacionario es aplicada inicialmente a dos sistemas de prueba, el primero de 9 barras y el segundo IEEE de 30 barras, que permitirá extraer conclusiones que permitan verificar la utilidad del Análisis Modal.

Finalmente el Análisis Modal será aplicado a un sistema real, el área Norte del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de verificar la utilidad de esta técnica.

La herramienta computacional utilizada para los cálculos será el software MATLAB, debido a las facilidades que presenta para trabajar con los modelos matemáticos aplicados a los sistemas eléctricos.

### **Alcances**

La presente tesis se ha estructurado en seis capítulos dentro de los cuales se desarrollara la teoría necesaria para alcanzar los objetivos.

El Capítulo I presenta los conceptos y la clasificación de Estabilidad de SEP's que la cual facilita el análisis de las diferentes formas de inestabilidad. Se introduce el problema de la Estabilidad de Tensión mediante el análisis de un sistema simple donde se explica el fenómeno básico y la naturaleza de la estabilidad de tensión. También se presentan los factores que influyen en la estabilidad de tensión, entre los cuales se tiene: las características del sistema de transmisión, las características de los generadores, las características de las cargas y las características de los dispositivos de compensación reactiva.

El Capítulo II tiene por finalidad introducir los conceptos de Análisis de Estado Estacionario y Análisis Transitorio de larga duración. El Análisis Transitorio de larga duración consiste básicamente en la solución de sistemas de ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales que describen el comportamiento de un SEP para desarrollar las simulaciones en el dominio del tiempo. El Análisis de Estado Estacionario esta basado en la solución de sistemas lineales, que tiene sus bases en el análisis de las ecuaciones de flujo carga. En esta parte se hace mención de las técnicas de análisis más usadas. Sin embargo, se debe mencionar que el objetivo del capítulo no es desarrollar estas técnicas específicas de análisis, sino más bien



mostrar en que consisten y cuales son sus utilidades en el análisis de la Estabilidad de Tensión.

El Capítulo III desarrolla una parte teórica básica para el análisis modal que es la solución del flujo de potencia mediante el método de Newton de Raphson y se presenta a la matriz jacobiana la cual es básica para el Análisis Modal.

El Capítulo IV presenta a los eigenvalores y eigenvectores como la herramienta matemática usada para el tratamiento de la matriz jacobiana reducida del sistema que permitirá desarrollar el Análisis Modal.

En el Capítulo V se desarrolla la técnica de Análisis Modal tomando en consideración los conceptos de estabilidad de los Capítulos I y II; y el análisis de la matriz jacobiana del sistema. El Análisis Modal de estabilidad de tensión estudia los eigenvalores y los eigenvectores de la matriz jacobiana reducida del sistema, con lo que permite identificar problemas de estabilidad desde dos puntos de vista básicos que son: (a) dar una medida de que tan próximo se encuentra el sistema a la inestabilidad de tensión y (b) identificar que áreas de la red que tienen potenciales problemas de estabilidad.

En el Capítulo VI se aplica la teoría desarrollada, inicialmente a dos sistemas de prueba, el primero un sistema de 9 barras y el segundo el sistema de 30 barras IEEE. Se aplicará el análisis modal para una condición de operación base y luego se aumenta el nivel de carga hasta llegar a un punto crítico de estabilidad, donde se verifica que al menos uno de los eigenvalores de la matriz jacobiana reducida del sistema se aproxima a cero. Para el caso base y el caso crítico también se analizará los factores de participación de las barras, enlaces y generadores, con lo que se determina las áreas críticas de estabilidad, las líneas que representan enlaces débiles y los generadores que son más importantes en el sostenimiento de la estabilidad.

Finalmente se aplicará el Análisis modal al sistema del Área Norte del Sistema Interconectado Nacional para la condición de operación del año 2008, con el objetivo de determinar las barras más propensas a problemas de estabilidad de tensión, así como las líneas de transmisión críticas y los generadores más importantes.

Se desarrollará un programa de Flujo de Carga y Análisis Modal para realizar los cálculos de los eigenvalores del sistema y los factores de participación de las barras, enlaces y generadores. La herramienta computacional utilizada para los cálculos será el software MATLAB, debido a las facilidades que presenta para trabajar con los modelos matemáticos aplicados a los sistemas eléctricos.

## **CAPITULO I**

### **CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD DE TENSION**

#### **1.1 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)**

A medida que los sistemas de eléctricos de potencia (SEP) han evolucionado a través de un continuo crecimiento en interconexiones, uso de nuevas tecnologías y controles, y la tendencia creciente a operarlos en condiciones de carga mas elevadas, han aparecido diversas formas de inestabilidad. Por esta razón se ha creado la necesidad de usar una terminología consistente que ayude a desarrollar criterios de operación y diseño de los SEP's, procedimientos de estudio y herramientas de análisis de estos fenómenos.

Teniendo en consideración lo mencionado y en concordancia con las referencias [1 y 2] la estabilidad de un SEP para una condición de operación inicial dada se define como la capacidad de recuperar un estado de equilibrio luego de haber sido sometido a una determinada perturbación. Cuando esta definición se aplica a un SEP visto como un conjunto la mayoría de las variables que definen el comportamiento del sistema quedan limitadas de tal forma que todo el sistema permanece operando en forma estable, sin embargo la estabilidad también puede ser analizada por áreas, sistemas asilados o en elementos particulares del sistema (cargas y/o generadores).

Debido a que un SEP es altamente no lineal y opera bajo continuos cambios (cargas, generación, variables eléctricas, etc.), su estabilidad, cuando es sometido a una perturbación dependerá de las condiciones iniciales de operación y de la naturaleza de la perturbación.

Las perturbaciones en un SEP pueden ser muy variadas, sin embargo puede ser agrupado en: pequeñas perturbaciones y grandes perturbaciones. Las pequeñas perturbaciones tienen la forma de cambios de carga normales que

ocurren continuamente. Las grandes perturbaciones son tales como un cortocircuito en una línea de transmisión y la pérdida de bloques grandes de carga o generación en el sistema, etc.

Se debe remarcar que el problema de la estabilidad ha sido tradicionalmente asociado con la estabilidad del ángulo del rotor, el cual establece como una condición necesaria para la operación satisfactoria, que todas las máquinas síncronas permanezcan en sincronismo. Sin embargo la inestabilidad puede también manifestarse sin pérdida del sincronismo, en tal caso el problema está relacionado con el control y la estabilidad en unos casos de la tensión y en otros de la frecuencia.

## **1.2 Clasificación de la estabilidad en SEP's**

La estabilidad de un SEP es un problema único que se manifiesta en diferentes formas y es influenciado por muchos factores. En ese sentido una adecuada clasificación facilita el análisis de este problema, la identificación de los factores que contribuyen a la inestabilidad y el desarrollo de métodos para mejorar la estabilidad. La clasificación de la estabilidad está basada en las siguientes consideraciones:

- La variable principal del sistema que define o explica la inestabilidad (el ángulo del rotor, la tensión o la frecuencia).
- La magnitud de la perturbación a la que es sometido el sistema (grandes y pequeñas perturbaciones).
- Los elementos de control, procesos e intervalos de tiempo que deben ser considerados para evaluar la inestabilidad.

En la Figura 1.1 se muestra una clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas en la referencia [2].

### **1.2.1 Estabilidad del ángulo del rotor**

La estabilidad del ángulo del rotor es la capacidad de las máquinas síncronas del SEP de permanecer en sincronismo luego de estar sujetas a una perturbación, por lo tanto está relacionado con la habilidad de mantener o reestablecer el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina.

La inestabilidad se origina con incrementos oscilatorios en el ángulo del rotor de algunos generadores provocando la pérdida del sincronismo. Esta característica se puede constatar registrando las tensiones, potencias, frecuencia, etc.

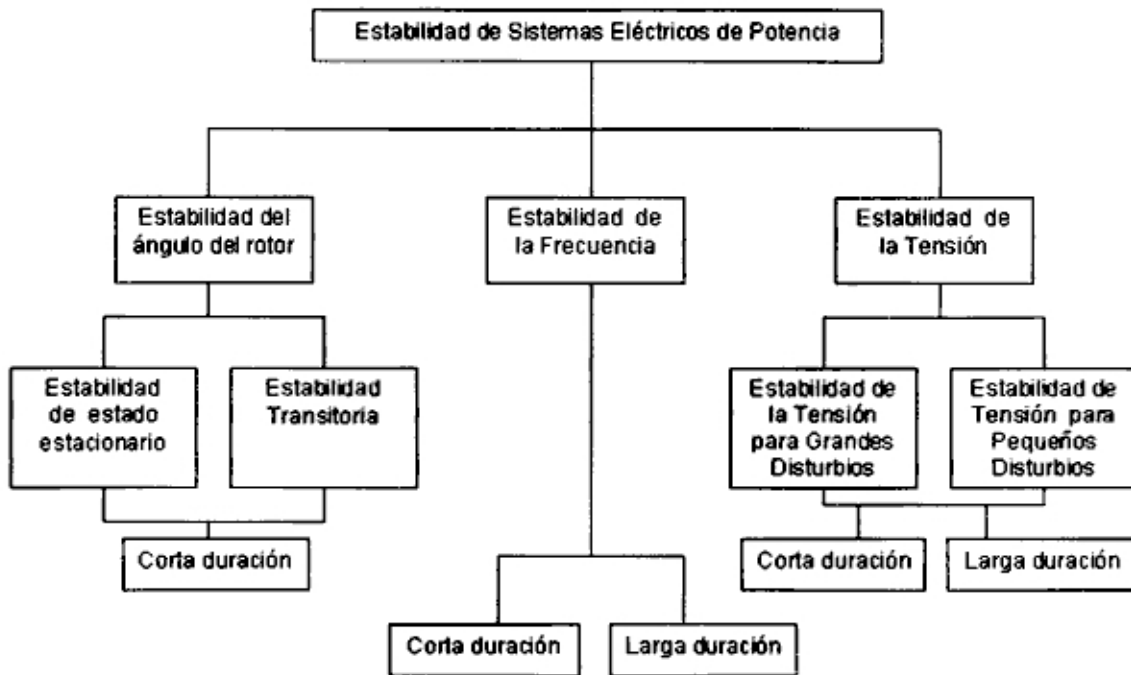


Figura 1.1 Clasificación de la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad del ángulo del rotor se divide en dos categorías:

**a. Estabilidad de estado estacionario**

Es la habilidad del SEP para mantenerse en sincronismo cuando esta sometido a las pequeñas perturbaciones, tales como los cambios continuos de carga normales durante la operación.

En este ámbito la inestabilidad puede ocurrir en dos formas: la primera por un incremento aperiodico o no oscilatorio del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante; y la segunda por oscilaciones del ángulo del rotor con amplitud creciente debido al insuficiente torque amortiguante.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones pueden tener una naturaleza local o global.

Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema, en el cual la oscilación del ángulo del rotor se presenta entre una planta de generación contra el resto del sistema.

Los problemas globales o interárea son causados por la interacción entre grandes grupos de generadores. Las oscilaciones se dan entre un grupo de generadores ubicados en un área contra un grupo de generadores de otra área.

El método de análisis para la estabilidad de estado estacionario consiste en la linealización de las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento del SEP para una condición de operación dada. Con las ecuaciones linealizadas se analizan los eigenvalores del sistema para evaluar la estabilidad de la condición de operación analizada.

#### **b. Estabilidad transitoria**

Es la habilidad del SEP para mantener el sincronismo cuando esta sometido a perturbaciones severas tales como cortocircuitos, desconexión intempestiva de líneas de transmisión o pérdidas de grandes bloques de carga o de generación, etc.

El problema de estabilidad transitoria provoca usualmente una separación angular aperiódica debido al insuficiente torque sincronizante, que por lo general se manifiesta como una inestabilidad de primera oscilación. Sin embargo, en SEP's grandes la inestabilidad transitoria también puede ser un resultado de la superposición de los modos de oscilación interárea y local que causan grandes excursiones del ángulo del rotor mas allá de la primera oscilación.

El método de análisis para la estabilidad transitoria consiste en realizar simulaciones en el dominio del tiempo, para lo cual se resuelven las ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales que describen el comportamiento del SEP. Este método provee una replica exacta de la respuesta en el tiempo del SEP cuando es sometido a una determinada perturbación.

El tiempo de análisis para estudios de estabilidad transitoria para sistemas robustos esta entre 3 a 5 segundos, que se puede extender a 10 o 20 segundos para sistemas menos robustos y con topología radial.

### **1.2.2 Estabilidad de la Tensión**

La estabilidad de tensión es la capacidad del SEP de mantener tensiones estables en todas sus barras luego de haber sido sometido a una perturbación, a partir de una condición inicial de operación. Ello depende de la capacidad de mantener o reestablecer el equilibrio entre la potencia reactiva de las cargas y la potencia reactiva suministrada por el SEP. La inestabilidad se manifiesta normalmente con una progresiva caída de la tensión llegando finalmente al colapso de la tensión. Sin embargo, en algunos SEP's se puede presentar la elevación de tensión en algunas de sus barras.

Los problemas en la estabilidad de tensión están relacionados usualmente con el comportamiento del consumo de reactivos de las cargas. Ante una perturbación algunos dispositivos tales como termostatos y transformadores con regulador de tensión bajo carga tienden a restablecer la carga de tal modo que se incrementa el nivel de flujo de potencia en la red de transmisión, incrementando el consumo de potencia reactiva, y provocando una reducción progresiva en la tensión del sistema de transmisión.

La caída de tensión provocada por el flujo de potencia a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión limitan la capacidad de la red para transferir potencia a las cargas y mantener las tensiones apropiadas. Esta capacidad queda limitada aún más, cuando los generadores alcanzan sus límites de reactivos.

Aún cuando la forma mas común de inestabilidad de tensión es la caída progresiva de la tensión, tal como se ha mencionado, también existe el riesgo de la inestabilidad por sobretensión. Este tipo de inestabilidad es causada por el comportamiento capacitivo de la red, así como por los limitadores de subexcitación que restringen el consumo de potencia reactiva en los generadores y compensadores síncronos, cuando existe un exceso de potencia reactiva en el sistema.

La inestabilidad de tensión puede ser clasificada en las siguientes categorías:

#### **a. Estabilidad de la tensión ante pequeñas perturbaciones**

Es la capacidad del SEP de mantener las tensiones estables cuando esta sometido a pequeñas perturbaciones normales tal como cambios incrementales en la carga. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de las cargas y los controles en un instante de tiempo, en este sentido y con apropiados supuestos el sistema puede ser linealizado para su análisis de estado estacionario, permitiendo el cálculo de indicadores para identificar factores influyentes en la estabilidad.

#### **b. Estabilidad de la tensión ante grandes perturbaciones**

Esta referida a la capacidad del sistema de mantener las tensiones estables luego de grandes perturbaciones que modifiquen el equilibrio de potencia reactiva en el sistema tales como fallas en líneas de transmisión, desconexión de equipos de compensación reactiva (bancos de capacitores, SVC's), pérdida de generación, etc. Esta capacidad esta determinada por la característica potencia reactiva-tensión (Q-V) de las cargas y el sistema, así como la interacción de los controles y protecciones.

La evaluación de este tipo de estabilidad requiere el análisis de la respuesta no lineal del SEP en un tiempo suficiente para captar el desempeño y la interacción entre componentes del sistema (cargas, motores, etc) y controles (transformadores con reguladores de tensión bajo carga, limitadores de corriente de campo de generadores, etc). El periodo de tiempo para el análisis esta entre unos pocos segundos a decenas de minutos.

Los fenómenos de estabilidad de tensión pueden ser agrupados a su vez como fenómenos de corta duración o de larga duración, de acuerdo a la clasificación de la estabilidad mostrada en la Figura 1.1.

##### **• Estabilidad de la tensión de corta duración**

La estabilidad de la tensión de corta duración es la respuesta del SEP hasta el primer minuto luego de haberse producido el evento que compromete el equilibrio entre la potencia reactiva de las cargas y la potencia reactiva suministrada por el SEP. Los equipos y/o elementos de acción rápida son los de mayor participación en este tipo de estabilidad.



En este análisis se involucra a los componentes de carga que tienen participación en los primeros segundos luego de haber ocurrido la perturbación, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC. El modelamiento dinámico de las cargas es esencial para la evaluación de la estabilidad, y el método de análisis requiere una apropiada técnica de solución del sistema de ecuaciones diferenciales. El periodo de estudio de la estabilidad de corta duración está en el orden de un minuto.

- **Estabilidad de la tensión de larga duración**

Es la respuesta del SEP luego de la actuación de los equipos de respuesta lenta, tales como transformadores con regulación de tensión bajo carga, el efecto de las cargas controladas por termostatos, los limitadores de corriente de sobre y sub excitación de los generadores, etc.

El periodo de estudio puede extenderse de unos minutos a varios minutos. Usualmente son necesarias simulaciones en el tiempo para el análisis de la estabilidad de la tensión de larga duración, sin embargo se debe remarcar que en muchos casos el análisis de estado estacionario puede ser usado para estimar los márgenes de estabilidad y calcular indicadores para identificar los factores que influyen en la estabilidad, así como para evaluar una gran cantidad de condiciones de operación del sistema.

Es importante reconocer que la diferencia básica entre la estabilidad del ángulo del rotor y la estabilidad de tensión está basada en que:

- La variable principal con la que se define o explica la inestabilidad, en el primer caso es el ángulo del rotor, mientras que en el segundo caso es la magnitud de la tensión.
- Un conjunto de "fuerzas opositoras" que experimentan un desbalance sostenido cuando ocurre la inestabilidad. En el caso de la estabilidad del ángulo del rotor la inestabilidad ocurre cuando se rompe el equilibrio entre el torque mecánico y el torque electromagnético en el eje de las máquinas síncronas. En el caso de la estabilidad de la tensión la inestabilidad ocurre cuando se rompe el equilibrio entre la demanda de potencia reactiva en las barras de carga y el suministro de reactivos desde el SEP hacia las barras de carga.

### **1.2.3 Estabilidad de la Frecuencia**

Es la capacidad de un SEP de mantener valores de frecuencia apropiados luego de haber sido sometido a una severa perturbación, que provoque un desbalance significativo en la potencia activa de la generación y la carga. La estabilidad de la frecuencia dependerá de la capacidad de mantener o reestablecer el equilibrio entre la generación y la carga, con la mínima pérdida de carga.

En el análisis de la estabilidad de la frecuencia, las perturbaciones severas generalmente conducen a grandes cambios en la frecuencia, los flujos de potencia, la tensión y otras variables, que por consiguiente son una consecuencia de la acción de procesos, controles y protecciones que no son modelados en estudios convencionales de estabilidad del ángulo del rotor o de estabilidad de la tensión.

La inestabilidad de la frecuencia puede manifestarse en forma de oscilaciones sostenidas de la frecuencia que conducen a la salida de unidades generadoras y/o cargas.

La estabilidad de la frecuencia puede ser un fenómeno de corta duración o de larga duración. La inestabilidad de frecuencia de corta duración se presenta cuando una parte del sistema queda aislado con déficit de generación y es necesaria la operación del esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia del sistema aislado para evitar el colapso de subfrecuencia. Los ajustes del esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia son de corta duración (150 – 500 ms). Por otro lado, en el sistema que queda con exceso de generación se produce sobrefrecuencia, que es mitigada mediante la desconexión de generadores cuyos reles están ajustados en tiempos mayores.

En general la inestabilidad de la frecuencia de larga duración presenta situaciones que pueden ser más complejas con posibles orígenes en los controles de sobrevelocidad de las turbinas o los controles y protecciones de los calderos en las centrales térmicas. El marco de tiempo para el análisis de estos casos es desde las decenas de segundos a varios minutos.

### 1.3 Conceptos básicos de Estabilidad de la Tensión

#### 1.3.1 Estabilidad de Tensión en SEP

La estabilidad de la tensión se define como la capacidad de un SEP de mantener las tensiones estables en todas sus barras luego de haber sido sometido una perturbación a partir de una condición inicial de operación. Un sistema entra a un estado de inestabilidad cuando las tensiones decrecen incontrolablemente debido a una perturbación en el SEP (pérdida de generación, desconexión de una línea, salida de un equipo de compensación reactiva, etc).

Para la estabilidad de tensión el principal problema es usualmente la caída de tensión que sucede cuando la potencia activa y la potencia reactiva fluyen hacia las cargas a través del sistema de transmisión. La presencia de elementos que consumen reactivos como las líneas de transmisión y transformadores de potencia limitan la capacidad de la red para transferir potencia hacia las cargas y mantener las tensiones aceptables.

Otros factores que también tienen influencia en la estabilidad de tensión son: la acción de los reguladores de tensión y los límites de potencia reactiva de los generadores, las características Q-V de las cargas y las características de los sistemas de compensación reactiva.

#### 1.3.2 Características de estabilidad de la tensión en un sistema simple

En la Figura 1.2 se muestra una barra de carga y el equivalente Thévenin del SEP visto desde la barra.

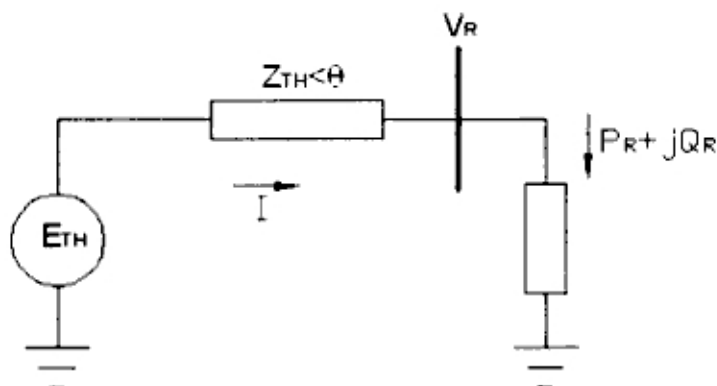


Figura 1.2 Sistema radial de dos barras

Se considera que la tensión Thévenin  $E_{TH}$  es una tensión equivalente que depende fundamentalmente del parque de generación y se ve influenciada por las condiciones de demanda del sistema. La impedancia Thévenin del sistema  $Z_{TH}$  depende de la topología de la red. La impedancia de carga es  $Z_L$ .

La expresión de la corriente  $I$  en la Figura 1.2 es:

$$I = \frac{\bar{E}_{TH}}{\bar{Z}_{TH} + \bar{Z}_L} \quad (1.1)$$

Donde las impedancias expresadas fasorialmente son:

$$Z_{TH} = Z_{TH} \angle \theta \quad (1.2)$$

$$Z_L = Z_L \angle \phi \quad (1.3)$$

La magnitud de la corriente queda definida por la siguiente expresión:

$$I = \frac{E_{TH}}{\sqrt{(Z_{TH} \cos \theta + Z_L \cos \phi)^2 + (Z_{TH} \sin \theta + Z_L \sin \phi)^2}} \quad (1.4)$$

Esta expresión puede ser escrita de la siguiente forma:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_{TH}}{Z_{TH}} \quad (1.5)$$

Donde:

$$F = 1 + \left( \frac{Z_L}{Z_{TH}} \right)^2 + 2 \left( \frac{Z_L}{Z_{TH}} \right) \cos(\theta - \phi) \quad (1.6)$$

La magnitud de la tensión en la barra de carga es:

$$V_R = Z_L I \quad (1.7)$$

$$V_R = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_L}{Z_{TH}} E_{TH} \quad (1.8)$$

Luego la potencia suministrada a la carga esta dado por:

$$P_R = V_R I \cos \phi \quad (1.9)$$

$$P_R = \frac{Z_L}{F} \left( \frac{E_{TH}}{Z_{TH}} \right)^2 \cos \phi \quad (1.10)$$

En la Figura 1.3 se muestran los gráficos de  $I$ ,  $V_R$  y  $P_R$  en función de  $Z_{TH}/Z_L$ , asumiendo una carga con factor de potencia constante ( $\cos\phi=0.95$ ) y considerando una impedancia de Thévenin ( $Z_{TH}$ ) que posee un ángulo  $\theta$  tal que  $\tan\theta=10$ .

En la Figura 1.3 se observa que al incrementarse la carga, inicialmente la potencia activa se incrementa rápidamente, hasta alcanzar un máximo, después del cual decrece. La máxima potencia activa transmitida a la carga se presenta cuando  $Z_{TH}=Z_L$ . El punto de máxima potencia transferida representa la condición de operación crítica y es el límite de operación satisfactoria. Para un crecimiento de carga que sobrepase este punto de operación crítico (punto de colapso), el control de la potencia por variación de la impedancia de carga se vuelve inestable, debido a que la disminución en la impedancia de carga ( $Z_L$ ) reduce la potencia transferida ( $P_R$ ).

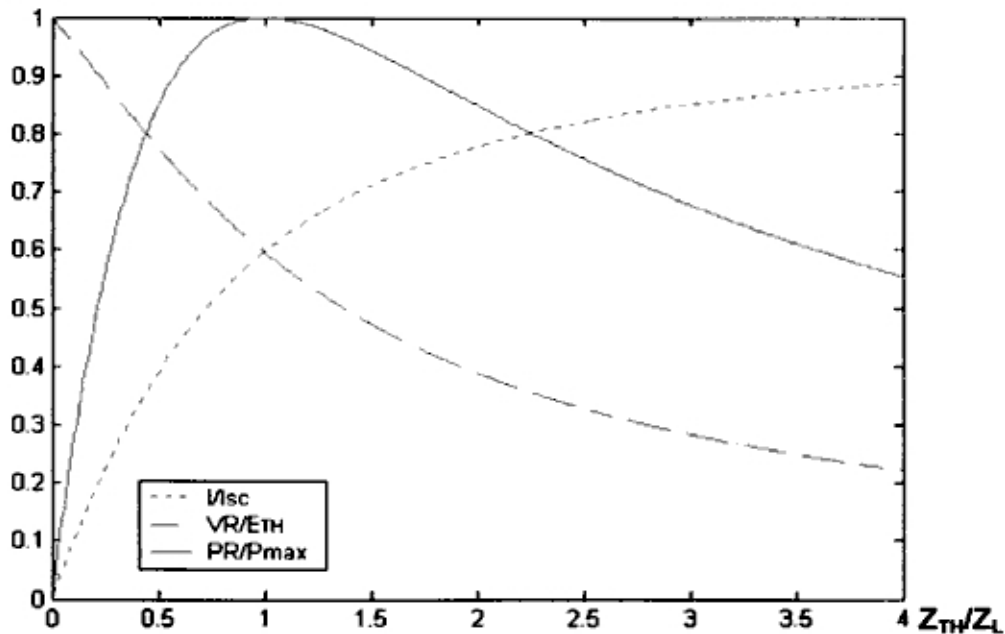


Figura 1.3 Características tensión, corriente, potencia del sistema simple de la Figura 1.2.  
( $I_{sc} = E_{TH}/Z_{TH}$ ;  $\cos\phi=0.95$ ;  $\tan\theta=10$ )

En el sistema de la Figura 1.2, la tensión en la barra de carga ( $V_R$ ) dependerá de la caída de tensión en  $Z_{TH}$  debido de la potencia activa y la potencia reactiva transmitida. Por lo tanto, la estabilidad de la tensión en la barra de carga en general depende de las relaciones entre  $P$ ,  $Q$  y  $V$ , las cuales usualmente se expresan en las curvas características  $V$ - $P$  y  $Q$ - $V$ .

En la Figura 1.4 se muestra las curvas características  $V_R$ - $P_R$  del sistema de la Figura 1.2 para diferentes factores de potencia de la carga (0.95 inductivo, 0.95 capacitivo y 1.0). Se muestra a su vez el lugar geométrico de los puntos de colapso. Solo los puntos de operación sobre estos puntos críticos representan condiciones operación estable [1].

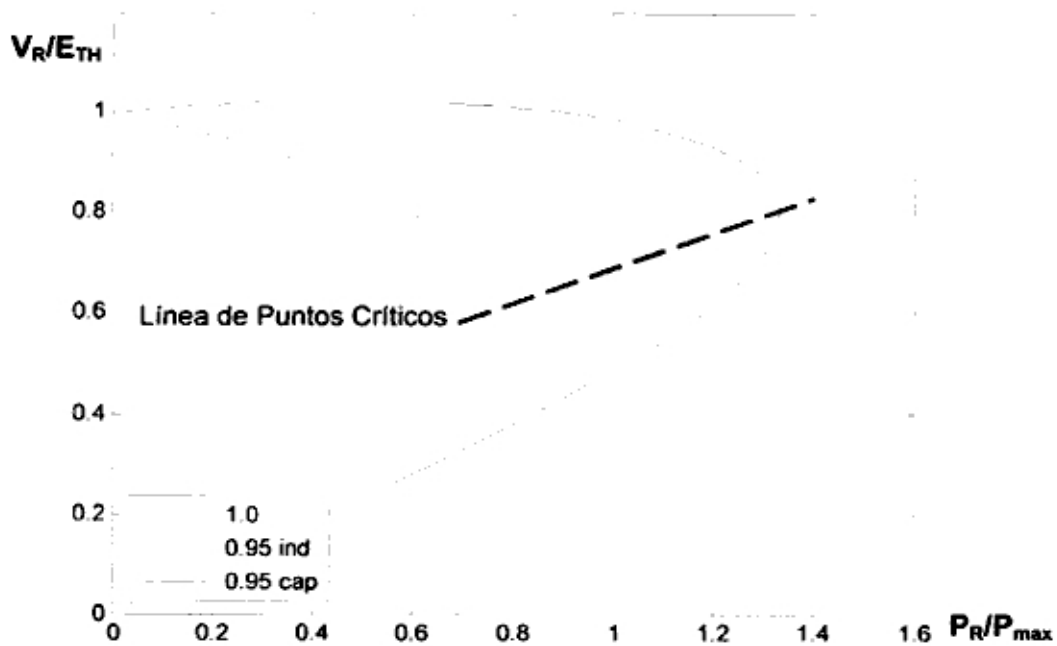


Figura 1.4 Característica  $V_R$ - $P_R$  del sistema de la Figura 1.2

En la Figura 1.5 se muestra las curvas características  $Q_R$ - $V_R$ , para valores constantes de  $P_R$ . En este caso la influencia de las características de la potencia reactiva de la barra de carga es más notoria. El sistema es estable en la región donde la derivada  $\partial Q_R/\partial V_R$  es positiva, y el límite de estabilidad de la tensión es alcanzado cuando la derivada es cero [1]. Es decir la parte a la derecha del punto crítico de la curva  $Q_R$ - $V_R$  representa condiciones de operación estable y la parte izquierda representa la operación inestable.

El análisis del sistema simplificado de la Figura 1.2 ayuda a comprender el fenómeno básico de estabilidad de tensión, sin embargo los sistemas eléctricos reales son más complejos, por lo que existen muchos factores adicionales que influyen en el fenómeno de la estabilidad de tensión.

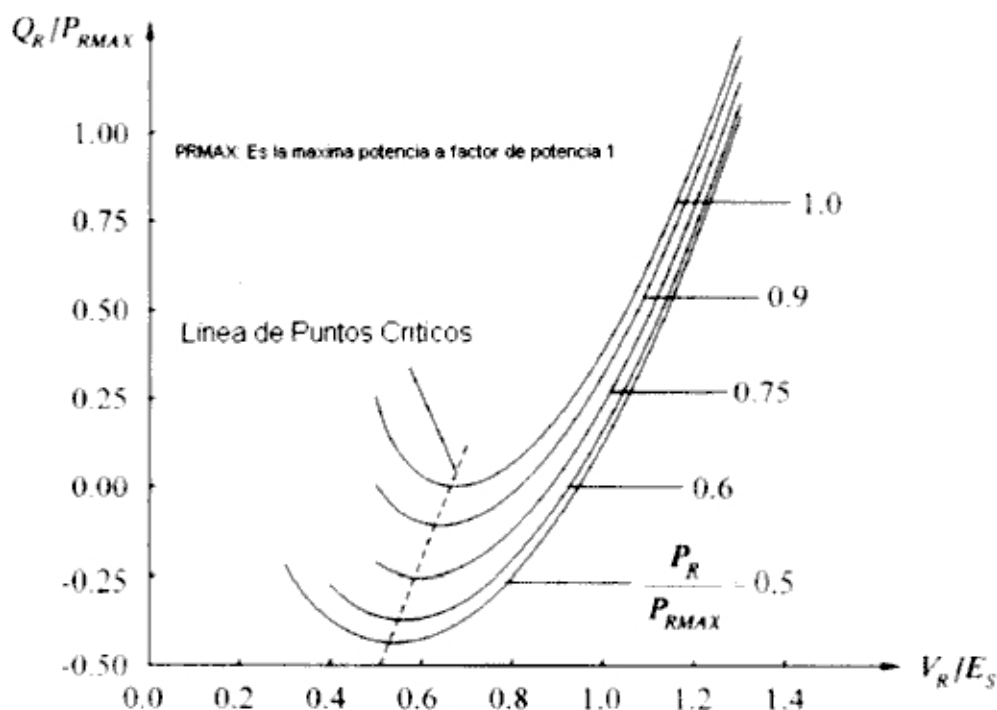


Figura 1.5 Característica  $V_R$ - $Q_R$  del sistema de la Figura 1.2

### 1.3.3 Características V-P y Q-V de un sistema de 9 barras

Se ha escogido el sistema de 9 barras [3] con el objetivo de mostrar las características V-P y Q-V de un SEP. El sistema de 9 barras se muestra en la Figura 1.6 y se ha calculado las curvas V-P y Q-V de las barras de carga.

Para calcular estas curvas se ha realizado sucesivos flujos de potencia, partiendo de un caso base y mediante el incremento progresivo de la demanda en las barras de carga se ha llegado hasta el punto de crítico de estabilidad de tensión (PCET). El incremento de la demanda se ha realizado en forma proporcional a cada una de las cargas del caso base y manteniendo constante el factor de potencia de las cargas.

Las condiciones de demanda de las barras de carga del SEP se muestran la Tabla N° 1.1, donde se observa que la barra 5 posee mayor carga que las barra 6 y 8 para las diferentes condiciones.

Tabla N° 1.1  
Condiciones de carga para el sistema de nueve barras

| Barra | Condición de demanda de las Barras de Carga |             |             |             |             |             |             |             |
|-------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|       | A   |             | B           |             | C           |             | D           |             |
|       | P<br>(p.u.)                                 | Q<br>(p.u.) | P<br>(p.u.) | Q<br>(p.u.) | P<br>(p.u.) | Q<br>(p.u.) | P<br>(p.u.) | Q<br>(p.u.) |
| 5     | 1.250                                       | 0.500       | 2.500       | 1.000       | 3.250       | 1.300       | 3.519       | 1.408       |
| 6     | 0.900                                       | 0.300       | 1.800       | 0.600       | 2.340       | 0.780       | 2.533       | 0.845       |
| 8     | 1.000                                       | 0.350       | 2.000       | 0.700       | 2.600       | 0.910       | 2.815       | 0.985       |

Las curvas V-P del sistema de 9 barras se muestran en la Figura 1.7, en la que se grafica las tensiones en las barras de carga como una función de la potencia activa total de las cargas del sistema.

En la Figura 1.7 se observa que la barra 5 es la que presenta la mayor caída de tensión al llegar al punto crítico de estabilidad de tensión (PCET) debido a que es la barra con mayor carga del SEP.

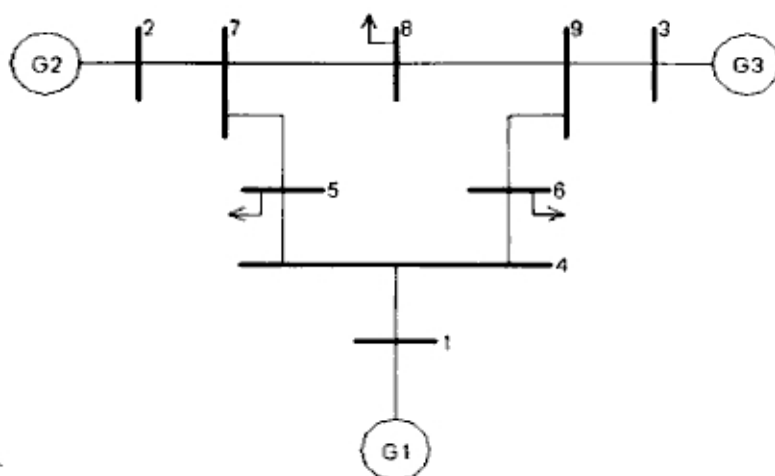


Figura 1.6 Sistema de 9 barras

De las características V-P de la barra de carga 5 se extraen las siguientes observaciones:



- La curva V-P presenta una especie de codo a partir del punto C, punto a partir del cual la tensión de la barra 5 cae rápidamente ante el incremento de la demanda.
- La solución del flujo de potencia no converge mas allá del limite denominado el punto crítico de estabilidad la tensión (PCET).
- El PCET coincide con el punto de máxima carga del sistema si las cargas se representan con un modelo de potencia constante, sin embargo, en términos reales las cargas presentan una dependencia respecto de la tensión.
- Los puntos de operación por encima del punto crítico representan condiciones de operación estables. Los SEP's son operados en esta parte de la curva V-P manteniendo un suficiente margen de potencia que asegure una operación satisfactoria.

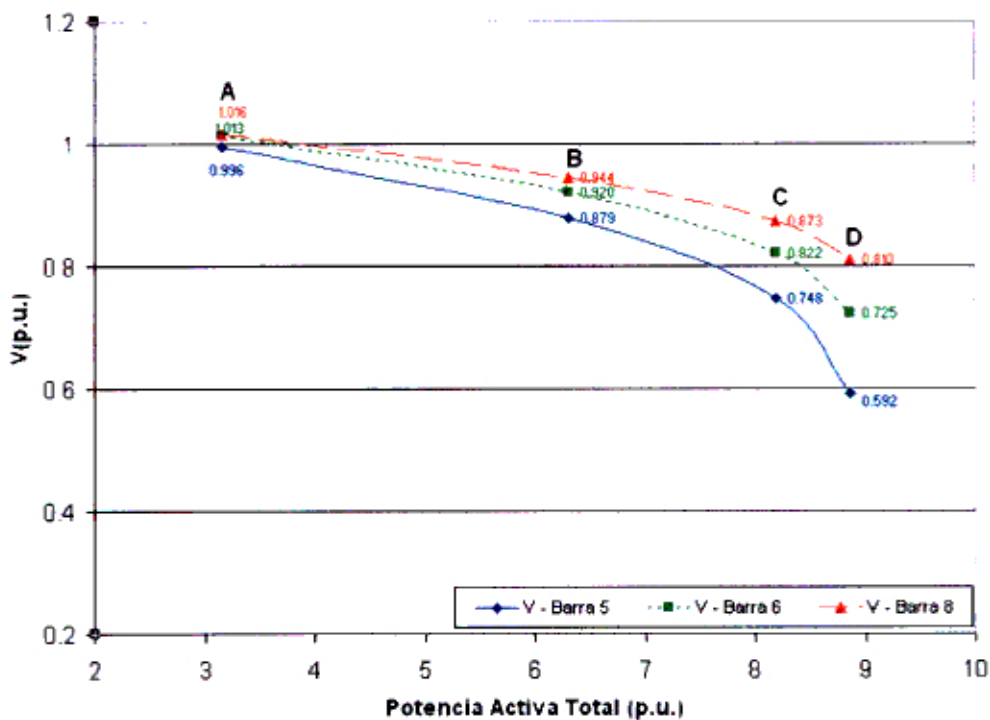


Figura 1.7 Curvas V–P del sistema de 9 barras

Las características Q-V son de utilidad para el análisis de ciertos aspectos de la estabilidad de tensión que muestran la sensibilidad y variación de las tensiones de barra con respecto a la potencia reactiva en la misma barra.

En la Figura 1.8 se muestran las curvas características Q-V en las barras de carga del sistema de 9 barras. Se extraen las siguientes observaciones:

- La parte inferior de la curva Q-V, donde la  $\partial Q/\partial V$  es igual a cero representa el límite de estabilidad de tensión y define la máxima potencia reactiva consumida en la barra para la operación estable.
- La parte de la curva a la derecha del punto crítico representa los puntos de operación estables (donde la derivada  $\partial Q/\partial V$  es positiva).

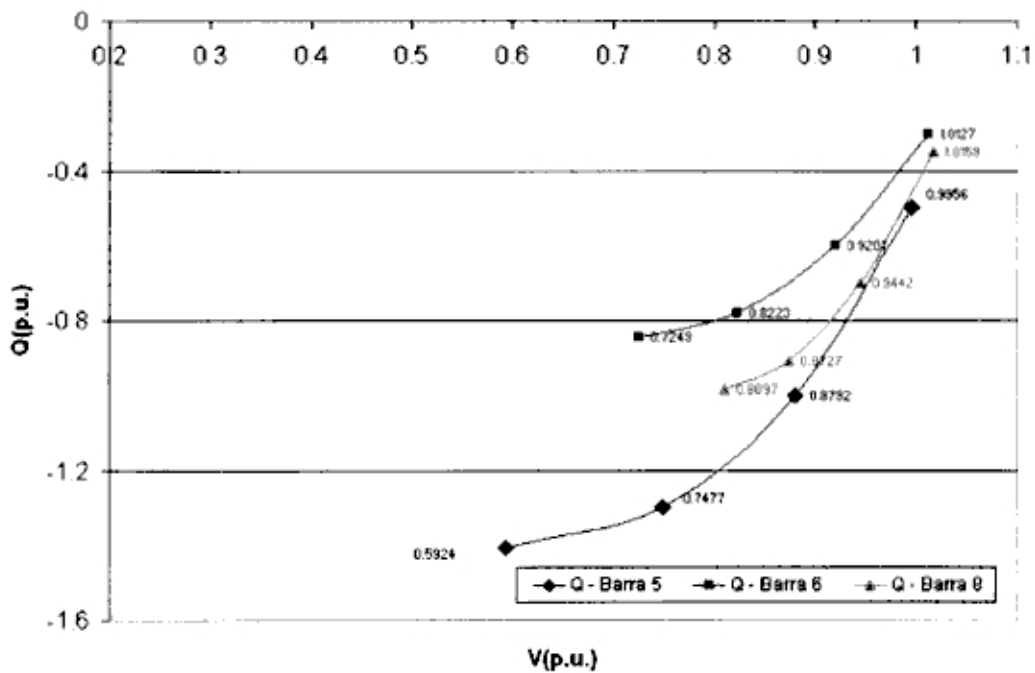


Figura 1.8 Curvas Q-V del sistema de 9 barras

#### 1.4 Factores influyentes en la estabilidad de la tensión

La estabilidad de la tensión es un fenómeno de naturaleza dinámica ya que esta afectado por una variedad de factores. Para la evaluación de la estabilidad de la tensión es fundamental la respuesta del SEP ante una perturbación determinada, que involucra la acción de diversos equipos y/o elementos presentes en el sistema. Sin embargo es necesario asumir algunos supuestos para simplificar el problema y enfocarse en los principales elementos que afectan la estabilidad de la tensión.

Los problemas de estabilidad de tensión ocurren normalmente en sistemas con altos niveles de carga, siendo la caída de tensión a través de la red de

transmisión la principal preocupación; por lo tanto los principales factores que influyen en la estabilidad de tensión son la fortaleza de la red de transmisión y los niveles de potencia transferida. Otros factores que también influyen en la estabilidad de la tensión son: la acción de los reguladores de tensión y los límites de control de la potencia reactiva en los generadores, las características de las cargas, las características de los sistemas de compensación reactiva y la acción de los dispositivos de control de tensión tales como los transformadores con tomas regulables bajo carga.

#### 1.4.1 Características del sistema de transmisión

Para mostrar el efecto de las características del sistema de transmisión, se ha analizado el equivalente Thévenin de un SEP visto desde una barra de carga, tal como se muestra en la Figura 1.9, donde  $E_{TH}$  es la tensión Thévenin equivalente y  $Z_{TH}$  es la impedancia Thévenin equivalente.

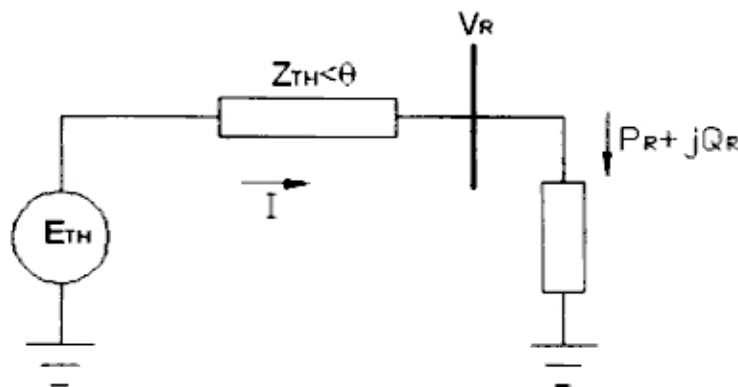


Figura 1.9 Thévenin equivalente visto desde una barra de carga

Los valores de la impedancia Thévenin dependen directamente de cómo es la topología del sistema de transmisión. En ese sentido los sistemas de transmisión pueden ser agrupados en dos grupos: los sistemas de transmisión robustos y los sistemas de transmisión débiles.

Los sistemas de transmisión robustos se caracterizan por ser enmallados, y presentar centrales de generación cerca de los grandes centros de carga. En el caso de los sistemas de transmisión débiles estos se caracterizan por presentar

topologías radiales, con líneas de transmisión largas alimentando grandes bloques de carga.

En el caso del sistema de la Figura 1.9, las características del sistema de transmisión son representadas por la impedancia Thévenin equivalente ( $Z_{TH}$ ). Para sistemas de transmisión robustos  $Z_{TH}$  asume valores bajos, típicamente están alrededor de 0.1 p.u. En cambio para sistemas de transmisión débiles, los valores de  $Z_{TH}$  varían típicamente entre 0.5 a 1.0 p.u.

En la Figura 1.10, se muestran las curvas características  $V_R$ - $P_R$ , del sistema de la Figura 1.9, para los casos en que  $Z_{TH}$  representa a un sistema de transmisión robusto ( $Z_{TH}= 0.1$ p.u.) y a un sistema de transmisión débil ( $Z_{TH}= 0.5$  p.u. - 1.0 p.u.). Se ha asumido que  $E_{TH}$  es 1.0 p.u., que la carga posee un factor de potencia constante ( $\cos\phi=0.95$ ) y que  $Z_{TH}$  posee un ángulo  $\theta$ , tal que  $\tan\theta=10$ .

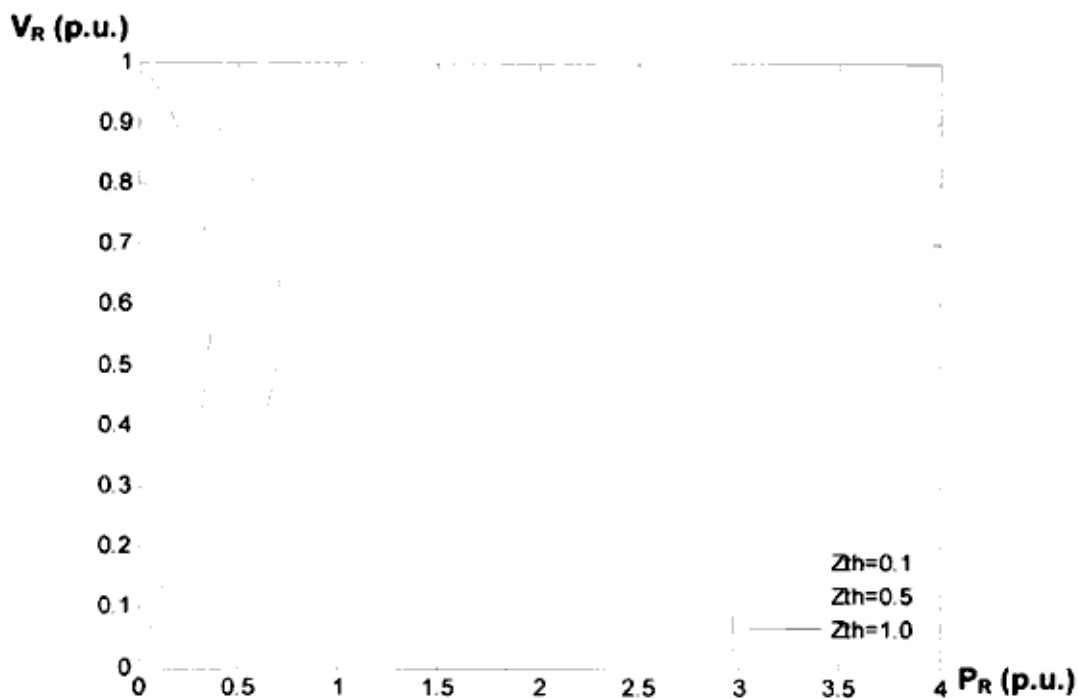


Figura 1.10 Curvas V-P para diferentes valores de  $Z_{TH}$

En la Figura 1.10 se observa que en los sistemas de transmisión robustos el punto de colapso se alcanza con niveles de demanda activa de hasta 3.5 p.u., mientras que en sistemas débiles el punto de colapso se alcanza con niveles de demanda activa menores, en los casos analizados esta entre 0.3 y 0.7 p.u. Por lo

tanto se puede concluir que los sistemas robustos brindan un mayor margen de estabilidad de tensión, mientras que para sistemas débiles el colapso de tensión se alcanza a niveles de carga muy inferiores respecto al de un sistema robusto.

Se debe remarcar que en general las posibles causas de la inestabilidad de tensión, asociadas con el impacto del flujo de potencia a través del sistema de transmisión son las siguientes:

1. Altos flujos de potencia en las líneas de transmisión.
2. Niveles muy bajos de tensión en los generadores.
3. Las centrales de generación están ubicadas muy lejos de los centros de carga.
4. Insuficiencia de compensación reactiva.

#### 1.4.2 Características de generador

Siendo la estabilidad de tensión un problema directamente relacionado con la capacidad del sistema para satisfacer la demanda de potencia reactiva y mantener las tensiones aceptables, los generadores síncronos representan un factor importante en el estudio ya que son elementos primarios para el control de la tensión y el suministro de la potencia reactiva en los SEP's.

##### a. Capacidad de potencia reactiva de los generadores síncronos

Los generadores presentan una capacidad limitada para suministrar potencia reactiva, característica que afecta a la estabilidad de tensión ya que limita las fuentes de reactivos del SEP. Los límites de la potencia reactiva de un generador síncrono tienen tres diferentes causas: el límite de corriente del estator y los límites de sobreexcitación y subexcitación.

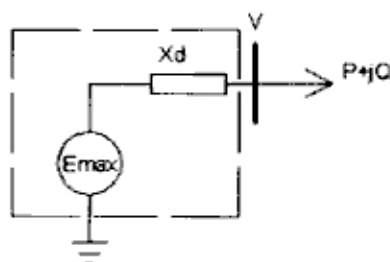


Figura 1.9 Esquema unifilar modelo clásico generador síncrono

El límite de sobreexcitación ( $Q_{max}$ ) puede ser calculado por la expresión 1.11, y el límite por corriente del estator ( $Q_{smax}$ ) es calculado por la expresión 1.12.

$$Q_{r \max} = -\frac{V^2}{X_d} + \sqrt{\frac{V^2 E_{\max}^2}{X_d} - P_G^2} \quad (1.11)$$

$$Q_{s \max} = \sqrt{V^2 I_{s \max}^2 - P_G^2} \quad (1.12)$$

Donde:

$P_G$  : Potencia activa del generador

$E_{\max}$  : F.E.M. máxima inducida del generador

$V$  : Tensión en terminal del generador

$I_{s \max}$  : Corriente máxima del estator

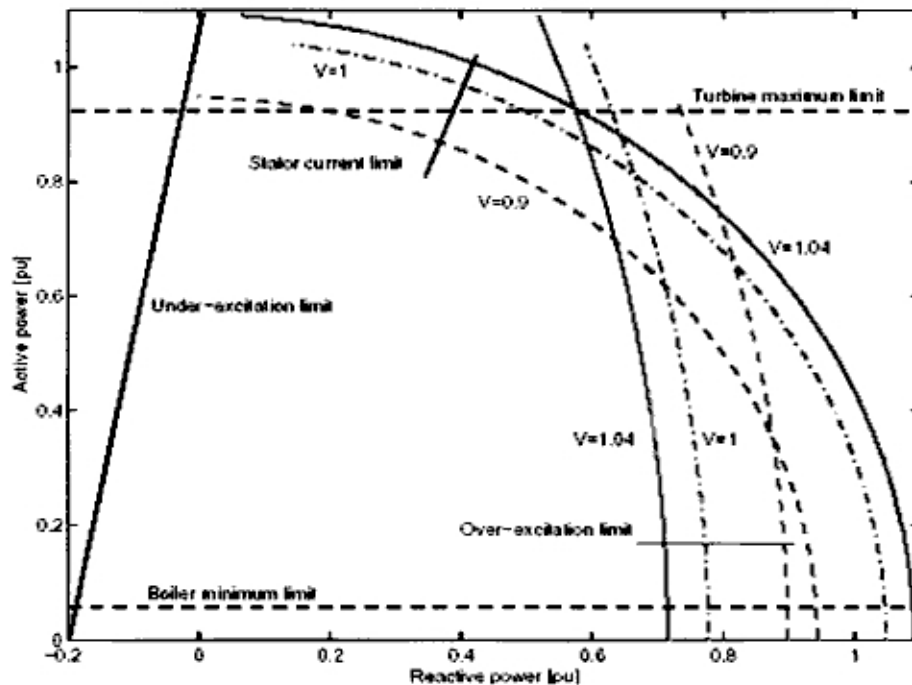


Figura 1.10 Gráfica de límites reactivos de un generador sincrónico ( $X_d=0.45$  p.u.,  $I_{s \max}=1.05$  p.u.,  $E_{\max}=1.35$  p.u.)

### b. Acción del Regulador Automático de Tensión (RAT) del generador sincrónico

El RAT es un dispositivo de control que se encarga de mantener constante la tensión de salida del generador cuando este opera dentro de sus límites reactivos.

Para una condición de operación del SEP con cargas elevadas y bajos perfiles de tensión, la potencia reactiva de los generadores se incrementa y puede llegar hasta sus límites reactivos, ya sea por corriente de excitación o por corriente del estator. Cuando la potencia reactiva del generador se incrementa y llega hasta su límite por corriente de excitación, la F.E.M. inducida alcanza su máximo valor y el generador pierde el control de la tensión. Por lo tanto la tensión de salida deja de ser constante y su valor es la máxima F.E.M. inducida menos la caída de tensión en la reactancia síncrona del generador.

Para esta condición el punto de tensión constante está detrás de la reactancia síncrona del generador, lo cual hace en forma efectiva que la reactancia de la red aumente de manera significativa y que el sistema se vuelva más débil desde el punto de vista de estabilidad de la tensión.

#### **1.4.3 Características de las cargas**

Las características de las cargas y los dispositivos de control de tensión en los sistemas de distribución son importantes en el análisis de la estabilidad de tensión. Los factores más importantes a tener en consideración son: la dependencia de las cargas respecto de la tensión, la operación de los transformadores con regulación de tensión bajo carga y la operación de la compensación reactiva en el sistema de distribución.

Además dependiendo de la amplitud del estudio puede tomarse en consideración el efecto de las cargas controladas por termostatos, sistemas de protección y la desconexión de las cargas bajo un cierto nivel de tensión y su reconexión cuando la tensión se recupera.

A continuación se da una descripción breve del efecto de los principales factores mencionados:

##### **a. Dependencia de las cargas respecto de la tensión**

Esta característica es importante para la estabilidad de la tensión por que las cargas que dependen de la tensión interactúan con las características del sistema transmisión cambiando el flujo de potencia permitiendo que el SEP tenga márgenes de estabilidad de tensión superiores a los que resultarían de no considerarse esta dependencia.

Esta dependencia es usualmente representada como una función exponencial o polinomial. El valor del exponente adquiere valores típicos de acuerdo al tipo de carga (motores, calefacción eléctrica, iluminación, variadores de frecuencia, electrodomésticos, etc.). Las ecuaciones 1.13 y 1.14 muestran los modelos típicos de carga exponencial y polinomial respectivamente.

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^a ; Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^b \quad (1.13)$$

$$P = P_0 \left[ Z_p \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + I_p \left( \frac{V}{V_0} \right) + P_p \right] ; Q = Q_0 \left[ Z_q \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + I_q \left( \frac{V}{V_0} \right) + Q_q \right] \quad (1.14)$$

#### b. Transformadores con tomas regulables bajo carga (TRBC)

Típicamente un transformador que posee TRBC con alimenta una red de distribución y mantiene constante la tensión del secundario. Cuando la tensión decrece en el sistema de distribución, la carga también decrece por su dependencia respecto de la tensión. Las TRBC operan luego de un tiempo si la caída de tensión es lo suficientemente prolongada y reestablece el nivel de tensión y por lo tanto la carga.

Sin embargo, el cambio de tomas para incrementar la tensión en el secundario tiene el efecto de incrementar la potencia reactiva suministrada desde la red de transmisión, lo que disminuye aún más la tensión en la red de transmisión.

Cuando las TRBC alcanzan su toma límite, la tensión secundaria no puede ser mantenida constante y empieza a caer. En esta situación los bancos de condensadores del sistema de distribución suministran menos reactivos y luego de unos minutos, los termostatos y otros dispositivos de regulación pueden actuar incrementando la carga, lo cual disminuye aun más la tensión del sistema de distribución y transmisión. Este conjunto de eventos favorecen a la inestabilidad de la tensión.

#### c. Termostatos y dispositivos de regulación de carga

Si el perfil de tensión del sistema de distribución disminuye por varios minutos, algunos dispositivos de regulación como los termostatos y controles



manuales tienden a reestablecer la carga lo cual tiende a disminuir aún más la tensión del sistema. Por ejemplo, un termostato que controla el nivel de temperatura de las cargas, ante la disminución de tensión en un tiempo suficientemente prolongado, actuará aumentando las cargas para traer el nivel de temperatura al nivel nominal.

#### **d. Motores y dispositivos de protección**

En niveles de tensión menores del 90% del valor nominal, algunos motores de inducción pueden presentar un elevado consumo de reactivos lo cual disminuye aún más la tensión [1]. Con estos niveles de tensión pueden activarse los dispositivos de protección de baja tensión o el esquema de rechazo de carga por tensión, desconectando cargas, lo cual hace que las tensiones tiendan a recuperarse.

#### **1.4.4 Características de los dispositivos de compensación reactiva**

Los dispositivos de compensación reactiva tienen la finalidad de mejorar el rendimiento de la operación del SEP. La compensación es necesaria para: controlar el balance de la potencia reactiva del SEP, minimizar las pérdidas reactivas y mantener un buen perfil de tensión en la red.

Los equipos usados para la compensación reactiva son: capacitores ("shunt" o serie), compensadores estáticos (SVC's) y compensadores síncronos.

##### **a. Capacitores "shunt"**

Los capacitores "shunt" son el tipo de compensación reactiva más simple que existe y desde el punto de vista de estabilidad de tensión presentan las siguientes características:

- Los condensadores "shunt" se usan hasta ciertos niveles para mejorar los límites de estabilidad por medio de la corrección del factor de potencia en las barras del sistema.
- Los sistemas con elevado nivel de compensación "shunt", tienen una regulación de tensión pobre.
- En condiciones de operación con perfiles de tensión bajos, los reactivos suministrados por los condensadores disminuyen en forma proporcional al cuadrado de la tensión.

### **b. Compensación serie**

En el caso de los capacitores serie la potencia reactiva suministrada se autorregula de acuerdo a la carga transferida y es independiente de la tensión. Los capacitores serie tienen un efecto favorable en la estabilidad de tensión por que mejoran la regulación de tensión y los límites de estabilidad.

### **c. Compensadores estáticos (SVC's)**

Los SVC's son dispositivos que permiten regular la tensión mediante el control de la potencia reactiva inyectada o absorbida en la barra a la que están conectados. El SVC permite obtener un mejor balance de carga y un control efectivo de la tensión. Cuando el SVC opera dentro su rango de regulación no existen problemas de estabilidad [1]. Cuando el SVC alcanza su límite, se convierte en un simple capacitor "shunt" y su influencia en tales casos en la estabilidad de tensión puede ser evaluada como si fuera un capacitor "shunt".

## **1.5 Colapso de la Tensión**

El colapso de la tensión es el proceso mediante el cual una secuencia de eventos que propician la inestabilidad de tensión conducen a un perfil de tensión bajo y no aceptable en una parte significativa del sistema. El colapso de tensión puede ser el resultado de diversos escenarios. El escenario más simple es cuando el incremento progresivo de la demanda causa la inestabilidad de tensión. En este caso las tensiones inicialmente caen en forma lenta y terminan con un decaimiento rápido.

Sin embargo en la práctica los escenarios de colapso de tensión con ocurrencia de grandes perturbaciones son los más importantes. El escenario típico de colapso de tensión es un fenómeno de inestabilidad de larga duración, y presenta eventos que ocurren en periodos de tiempo entre unos a varios minutos. El escenario típico del colapso de tensión tiene la siguiente estructura:

1. El sistema experimenta condiciones de operación anormal con grandes unidades de generación cercanas a los centros de carga fuera de servicio (por ejemplo debido a mantenimiento o condiciones de despacho). Como resultado algunas líneas de transmisión resultan fuertemente cargadas y las fuentes de potencia reactiva están minimizadas.

2. El evento inicial es la pérdida de una de las líneas de transmisión con carga elevada, esto ocasiona una adición de carga en las líneas adyacentes, lo cual incrementa las pérdidas reactivas en las líneas y por consiguiente causa una fuerte demanda reactiva adicional en el SEP.

3. Seguidamente hay una considerable caída de tensión en los centros de carga adyacentes debido a la demanda adicional de reactivos. Esto causa una reducción de carga y de flujo de potencia en las líneas de transmisión, lo cual tiene un efecto estabilizante. Sin embargo los reguladores de tensión de los generadores pueden rápidamente reestablecer su tensión de salida por incremento de la excitación, lo que produce una potencia reactiva adicional que fluye a través de las inductancias de los transformadores y líneas, y que origina una mayor caída de tensión.

4. La reducción del nivel de tensión en las barras de carga se reflejará en el sistema de distribución. Las TRBC's de las subestaciones reestablecerán las tensiones del sistema de distribución y las cargas a sus niveles normales en 2 a 4 minutos. Cada operación de cambio de tap resulta un incremento de carga, aumentando las pérdidas activas y reactivas en las líneas, lo cual ocasiona mayor caída de tensión en el sistema de transmisión.

5. Como resultado del incremento de la demanda del SEP, la potencia reactiva suministrada por los generadores del sistema se incrementa. Gradualmente algunos generadores llegan a sus límites reactivos. Cuando un primer generador alcanza su límite reactivo por corriente de excitación, su tensión de salida empieza a disminuir. Además el suministro de reactivos puede ser limitado aún más para mantener la corriente del estator dentro de sus límites permisibles. Esto hace que parte de la carga reactiva sea transferida a otros generadores mas alejados de los centros de carga, conduciendo a que otros generadores alcancen sus límites reactivos.

De esta forma quedan pocos generadores disponibles para el control de la tensión y estarán localizados lejos del área crítica. Además se debe indicar que la caída de tensión en el sistema de transmisión también reduce la efectividad de la compensación shunt. Con este escenario el sistema esta próximo a la inestabilidad de tensión, lo cual eventualmente conducirá al colapso de la tensión.

## **CAPITULO II**

### **METODOS DE ANALISIS DE ESTABILIDAD DE TENSION**

#### **2.1 Introducción**

En el Capitulo I se ha definido el concepto de estabilidad de tensión y se ilustró sus principales características mediante el análisis de un sistema simple. Sin embargo, en los sistemas de potencia reales existe una gran cantidad de elementos y equipos comprometidos en el problema de la estabilidad de la tensión, con lo cual el análisis tiene mayor complejidad, por lo que son necesarios métodos para su tratamiento.

Hay dos tipos generales de métodos para el análisis de estabilidad de tensión: el análisis de estado estacionario y el análisis dinámico. El análisis dinámico se basa en las simulaciones de larga duración en el dominio del tiempo para resolver los sistemas no lineales de ecuaciones algebraicas y diferenciales que describen el comportamiento del SEP. En cambio el análisis de estado estacionario esta basado en la solución de las ecuaciones convencionales o modificadas del flujo de potencia del SEP [8].

Como se ha visto en la sección 1.2, la estabilidad de tensión esta subdividida en dos principales categorías: Estabilidad de la tensión ante pequeñas perturbaciones y la estabilidad de la tensión ante grandes perturbaciones. Esta subdivisión es útil para diferenciar los fenómenos de estabilidad de tensión que pueden ser examinados mediante el análisis de estado estacionario o aquellos que deben ser examinados usando el análisis transitorio de larga duración.

En el problema de estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones la capacidad del sistema de mantener tensiones estables esta influenciada por las características de las cargas y los equipos para el control de la tensión (Reguladores Automáticos de Tensión, Cambiadores de Tomas bajo carga, SVC's, etc) en un instante de tiempo dado. Estas características determinan la

respuesta de las tensiones a las pequeñas variaciones del sistema. Asumiendo adecuadamente, el sistema de ecuaciones del SEP puede ser linealizado alrededor de un punto de operación para el análisis y la identificación de factores que influyen en la estabilidad.

En la estabilidad de la tensión ante grandes perturbaciones la capacidad del sistema para mantener tensiones estables esta determinada por la respuesta no lineal del sistema de potencia y se requiere de un análisis sobre un periodo de tiempo suficiente para lograr captar la respuesta del sistema con la interacción de dispositivos tales como motores, cambiadores de tomas bajo carga, limitadores de corriente de campo en generadores y protecciones, y para estos casos es recomendable el análisis transitorio de larga duración.

## **2.2 Métodos de Análisis de Estabilidad de Tensión**

### **2.2.1 Aspectos básicos para el análisis de la Estabilidad de Tensión**

El análisis de estabilidad de tensión para un SEP involucra el examen de dos aspectos importantes [1]: la proximidad del sistema a la inestabilidad de tensión y el mecanismo de inestabilidad de tensión.

#### **a. La Proximidad a la inestabilidad de la tensión**

La proximidad indica la cercanía del sistema a la inestabilidad. La distancia a la inestabilidad es denominada margen de estabilidad y puede ser medida en términos de cantidades físicas tales como:

- Nivel de carga en un área o el nivel de carga total del SEP
- Flujo de potencia a través de enlaces de transmisión críticos
- Reserva de potencia reactiva, etc.

La cantidad física mas apropiada para una situación dada depende del sistema en particular y del uso que se propone darle al margen de estabilidad. Al determinar los márgenes de estabilidad usualmente se debe considerar posibles contingencias (salidas de líneas, perdida de unidades de generación o fuentes reactivas, etc.).

#### **b. El mecanismo de la inestabilidad de la tensión**

Es un tema relacionado a cómo y por que ocurre la inestabilidad de tensión. En este aspecto se tiene en cuenta cuales son los factores que contribuyen a la inestabilidad, es decir que en este caso se trata de encontrar cuales son los elementos del sistema mas comprometidos con el tema de estabilidad de la

tensión. También es de interés conocer cuales son las áreas críticas del sistema desde el punto de vista de estabilidad de tensión.

### **2.2.2 Métodos generales de Análisis de Estabilidad de Tensión**

Con el creciente interés por la inestabilidad de tensión, se ha dado bastante atención a la investigación de este fenómeno y como resultado en la actualidad existen diversas técnicas para estudiar el problema. Existen dos tipos generales de métodos para el análisis de la estabilidad de tensión que son: el análisis transitorio de larga duración y el análisis de estado estacionario.

El análisis transitorio de larga duración provee la réplica más exacta de la respuesta en el tiempo del SEP, para lo cual realiza las simulaciones en el dominio del tiempo resolviendo los sistemas no lineales de ecuaciones algebraicas y diferenciales que describen el comportamiento del sistema. El análisis transitorio de larga duración permite determinar la secuencia en el tiempo de los diferentes eventos que conducen a la inestabilidad de tensión, lo cual es esencial para el análisis de casos específicos de colapso de tensión y para la coordinación de las protecciones y los controles.

Sin embargo, las simulaciones en el dominio del tiempo requieren considerables gastos computacionales y de ingeniería para el análisis e interpretación de los resultados. Además, el análisis transitorio de larga duración no provee directamente la información respecto al grado de la inestabilidad. Por estas razones, generalmente el análisis transitorio de larga duración se convierte en una herramienta impráctica para el examen de diversas condiciones de operación del sistema o para determinar márgenes de estabilidad.

Por otro lado, el análisis de estado estacionario, basado en la solución de las ecuaciones de flujo de potencia, requiere la solución de ecuaciones algebraicas y por consiguiente, resulta desde el punto de vista computacional mas eficiente que utilizar las simulaciones en el dominio del tiempo. La dinámica del sistema que predomina en la estabilidad de tensión es usualmente de característica "lenta" y por consiguiente muchos aspectos del problema pueden ser caracterizados de manera efectiva con el análisis de estado estacionario, que examina la viabilidad de la estabilidad para una condición de operación específica del sistema.

El análisis de estado estacionario es útil en la mayoría de estudios en los cuales se requiere determinar los límites de estabilidad de tensión para una

variedad de condiciones, para obtener una medida de la proximidad del sistema a la inestabilidad, así como para mostrar cuales son las áreas del sistema propensas a problemas de estabilidad.

## 2.3 Método de Análisis de Transitorio de Larga Duración

### 2.3.1 Representación general de un sistema dinámico

El comportamiento de un sistema dinámico puede ser descrito por un conjunto de "n" ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden de la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad (2.1)$$

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

Este sistema de ecuaciones puede ser escrito en la siguiente forma usando la notación vectorial:

$$\dot{X} = F(X, U, t) \quad (2.2)$$

Donde:

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{bmatrix} \quad U = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \dots \\ u_r \end{bmatrix} \quad F = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \dots \\ f_n \end{bmatrix}$$

Siendo:  $X$  : vector de variables de estado del sistema

$\dot{X}$  : vector derivada de las variables de estado respecto al tiempo

$U$  : vector de variables de entrada del sistema

"n": orden del sistema

"r": es el número de entradas .

"t": tiempo

El vector columna " $X$ ", conocido como el vector de estado, tiene sus elementos  $x_i$  que son las variables de estado. El vector  $U$  es el vector de entradas y representa a las señales externas que influyen en el comportamiento del

sistema. Si las derivadas de las variables de estado de un sistema dinámico no son funciones explícitas del tiempo, se dice que el sistema es autónomo y en este caso la ecuación (2.2) se simplifica a:

$$\dot{X} = F(X, U) \quad (2.3)$$

Normalmente es de interés conocer ciertas variables (de salida) para observar el comportamiento del sistema. Dichas variables se expresan como una función de las variables de estado y de entrada del sistema, de la siguiente forma:

$$Y = G(X, U) \quad (2.4)$$

Donde:

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \dots \\ y_m \end{bmatrix} \quad G = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \dots \\ g_m \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones 2.3 y 2.4 que describen un sistema dinámico se les conoce como espacio de estado.

El vector  $Y$  es el vector de salida, y  $G$  es el vector de funciones no lineales que relacionan las variables de estado y de entrada con las variables de salida.

El concepto de estado es fundamental para el tratamiento del espacio de estado. El estado del sistema representa la mínima cantidad de información sobre el sistema en un instante de tiempo " $t_0$ " que es necesario para conocer su comportamiento futuro.

Cualquier conjunto de " $n$ " variables del sistema linealmente independientes puede ser usada para describir el estado del sistema. Estas son llamadas variables de estado y ellas forman un conjunto mínimo de variables que junto con las variables de entrada proveen una completa descripción del comportamiento del sistema. Cualquier otra variable del sistema puede ser determinada a partir del conocimiento del estado del sistema.

Las variables de estado pueden ser cantidades físicas en un sistema, tales como ángulos, tensiones, velocidades o pueden ser variables matemáticas abstractas asociadas con las ecuaciones diferenciales que describen el sistema.



### 2.3.2 Estabilidad de un sistema dinámico

Los puntos de equilibrio son condiciones de operación en las que todas las derivadas de las variables de estado son simultáneamente cero. Por lo tanto el sistema esta en reposo porque todas las variables son constantes y no varían con el tiempo.

El punto de equilibrio o punto singular debe satisfacer la ecuación:

$$F(X_0) = 0 \quad (2.5)$$

Donde  $X_0$  es el vector de estado en el punto de equilibrio.

Si las funciones  $F$  en la ecuación 2.5 son lineales, entonces el sistema es lineal y tiene un solo estado de equilibrio (si la matriz del sistema es no singular). Sin embargo para un sistema no lineal puede haber más de un punto de equilibrio. Los puntos singulares son característicos del comportamiento del sistema dinámico y se pueden establecer conclusiones acerca de su estabilidad a partir de la naturaleza de estos puntos.

La estabilidad de un sistema no lineal depende del tipo y la magnitud de las entradas y del estado inicial. De acuerdo con la teoría de sistemas de control, dependiendo sobre la región del espacio de estado en cual el vector de estado varía, es practica común clasificar la estabilidad de un sistema no lineal en las siguientes categorías, [1]:

#### a. Estabilidad Local

Un sistema es localmente estable alrededor de un punto de equilibrio si cuando es sometido a una pequeña perturbación, el sistema permanece dentro de una pequeña región alrededor del punto de equilibrio. Si cuando el tiempo aumenta, el sistema retorna al estado original, se dice que es asintóticamente estable. La estabilidad local puede ser estudiada mediante la linealización del sistema de ecuaciones no lineales alrededor del punto de equilibrio en estudio.

#### b. Estabilidad Finita

Si el estado de un sistema permanece dentro de una región  $R$ , se dice que el sistema es estable dentro de la región  $R$ . Si el estado del sistema retorna al punto de equilibrio original desde cualquier punto dentro de  $R$ , el sistema es asintóticamente estable dentro de la región  $R$ .

### **c. Estabilidad Global**

Análogamente a la estabilidad finita, el sistema es globalmente estable si la región R incluye el espacio finito total.

#### **2.3.3 Análisis dinámico aplicado a la estabilidad de tensión de SEP's**

Para el análisis dinámico de los SEP's son importantes las siguientes tres etapas: el modelamiento de los elementos del sistema, el planteamiento de las ecuaciones que describen el comportamiento del sistema y el método de solución de las ecuaciones del sistema.

##### **a) Requerimientos del modelamiento**

Los componentes que tienen un impacto significativo y que requieren ser modelados en los estudios de estabilidad de la tensión son los siguientes:

- **Las Cargas**

Sus características son importantes en el análisis de estabilidad de tensión. En algunos casos, la representación del sistema de subtransmisión en un área crítica puede ser necesaria. Esta debe incluir la acción de los cambiadores de taps bajo carga (TRBC's), compensación reactiva y reguladores de voltaje en el sistema de subtransmisión. Es importante también tener en cuenta la dependencia de las cargas respecto de la tensión y la frecuencia.

- **Generadores y sus controles**

Para la estabilidad de tensión es de interés conocer las características del Regulador Automático de tensión (RAT). Los límites de corriente de campo y corriente de estator deberían ser representados específicamente en lugar de asumir un valor fijo como límite de potencia reactiva.

- **Sistema de compensación estática (SVC's)**

Mientras un SVC opera dentro de su rango de control de tensión normal, mantiene la tensión casi constante, con una ligera pendiente característica. Sin embargo, cuando el SVC opera en o fuera de los límites de potencia reactiva, se convierte en un simple capacitor o reactor, lo cual puede tener un efecto significativo en la estabilidad de tensión.

- **Controles y protección**

Esto incluye las protecciones y controles de las unidades de generación y la red de transmisión. Ejemplos de estos son la protección de excitación de los

generadores, protección de sobrecorriente de estator, controles de bancos de capacitores y esquemas de rechazos de carga por baja tensión.

**b) Ecuaciones globales del sistema de potencia**

Las ecuaciones que describen la acción de cada uno de los dispositivos dinámicos (unidades de generación, SVC's, ULTC's, etc) modelados para el estudio de estabilidad pueden ser expresados en la siguiente forma:

$$\dot{x}_{ind} = f_{ind}(x_{ind}, V_{ind}) \quad (2.6)$$

$$\dot{I}_{ind} = g_{ind}(x_{ind}, V_{ind}) \quad (2.7)$$

Donde:

$X_{ind}$  = vector de estado del dispositivo individual

$I_{ind}$  = corriente de inyección desde el dispositivo individual hacia la red

$V_{ind}$  = voltaje en barra del dispositivo

Las ecuaciones globales del sistema que incluyen las ecuaciones diferenciales de todos los dispositivos dinámicos (2.6) y las ecuaciones algebraicas combinadas de los dispositivos (2.7) y de la red quedan expresadas de la siguiente forma:

Ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\dot{X} = F(X, V) \quad (2.8)$$

un juego de ecuaciones algebraicas:

$$I(X, V) = Y_N V \quad (2.9)$$

y un conjunto de condiciones iniciales conocidas ( $X_0, V_0$ ).

Donde:

$X$  : vector de estado del sistema

$V$  : vector de voltaje de barras

$I$  : vector de inyección de corrientes en barras

$Y_N$  : matriz de admitancia de la red

El tiempo no aparece en forma explícita en las ecuaciones globales del sistema, sin embargo en dispositivos tales como limitadores de corriente de campo, la relación entre  $I$  (inyección de corriente) y  $X$  (variables de estado) puede ser una función del tiempo.

### **c) Solución de las ecuaciones del sistema y simulaciones en el dominio del tiempo**

Existen una gran variedad de formas para resolver las ecuaciones globales del sistema en el dominio del tiempo. La mayoría de los posibles esquemas de solución para las ecuaciones están basados en los siguientes factores [1]:

- La forma de interfase entre las ecuaciones diferenciales (ecuación 2.8) y las ecuaciones algebraicas (ecuación 2.9). Hay dos tipos de enfoques para este tema: el método particionado y el método simultáneo [1].
- El método de integración utilizado para la solución de ecuaciones diferenciales. Existen dos tipos generales que son: los métodos implícitos (regla trapezoidal) y los métodos explícitos (Euler, Runge Kutta, etc).
- El método usado para resolver las ecuaciones algebraicas. Al respecto los siguientes métodos pueden ser usados: método de Gauss-Seidel, solución directa usando la factorización triangular de dispersión orientada y la solución iterativa usando el método de Newton-Raphson.

Los métodos mencionados han sido usados satisfactoriamente en la producción de programas de análisis de estabilidad [1], los cuales son capaces de simular los sistemas de potencia en el dominio del tiempo.

## **2.4 Método de Análisis en Estado Estacionario**

### **2.4.1 Bases para el Análisis en Estado Estacionario**

De lo visto en el análisis dinámico, el comportamiento del SEP queda definido por las ecuaciones globales del sistema, el cual consta de un conjunto de ecuaciones diferenciales, un conjunto de ecuaciones algebraicas y un juego de condiciones iniciales.

El método de análisis de estado estacionario permite el estudiar las condiciones del sistema para diversos intervalos de tiempo lo suficientemente cortos, en los que se considera que las derivadas de las variables de estado respecto al tiempo (en la ecuación 2.10) son iguales a cero y que las variables de

estado toman valores apropiados para el intervalo de tiempo analizado (condiciones iniciales).

En consecuencia, las ecuaciones globales que describen al sistema se reducen a ecuaciones puramente algebraicas y permite el uso de técnicas de estado estacionario.

#### **2.4.2 Técnicas de Análisis de Estado Estacionario de Estabilidad de Tensión**

Las técnicas de análisis de estado estacionario resuelven las ecuaciones algebraicas del sistema para evaluar la estabilidad de la tensión. Existen una variedad de técnicas de estado estacionario desarrolladas entre las cuales se tiene las siguientes:

- Márgenes de estabilidad de tensión en base a curvas V-P y Q-V.
- Método del flujo de potencia continuado
- Método del punto de colapso
- El análisis modal

##### **a. Márgenes de estabilidad de tensión con curvas V-P y Q-V**

Este método consiste en variar la carga de una barra ó en un área del sistema y observar de manera simultanea el comportamiento de la tensión en una barra de análisis.

El margen de estabilidad de tensión es una medida para estimar la cercanía del sistema a la inestabilidad y viene dado por la diferencia de un parámetro pre-establecido entre el punto de operación y el punto de colapso de tensión. El parámetro pre-establecido puede ser entre otros, la carga total del sistema o la carga de un área.

Los márgenes de estabilidad son determinados a partir de las curvas V-P o Q-V que son generadas por la ejecución de una gran cantidad de flujos de carga convencionales. Este procedimiento es capaz de realizar cálculos rápidos de los márgenes de estabilidad de tensión entre una condición de operación base y distintas condiciones de contingencia, tal como se ilustra en la Figura 2.1.

Esta técnica posee la desventaja de no proveer información sobre las causas de los problemas de estabilidad, ya que se enfocan en el análisis de la tensión en barras individuales. También existe el problema de no poder generar completamente las curvas V-P o Q-V en una barra de análisis, debido a la

divergencia del flujo de potencia causado por problemas en otras barras del sistema.

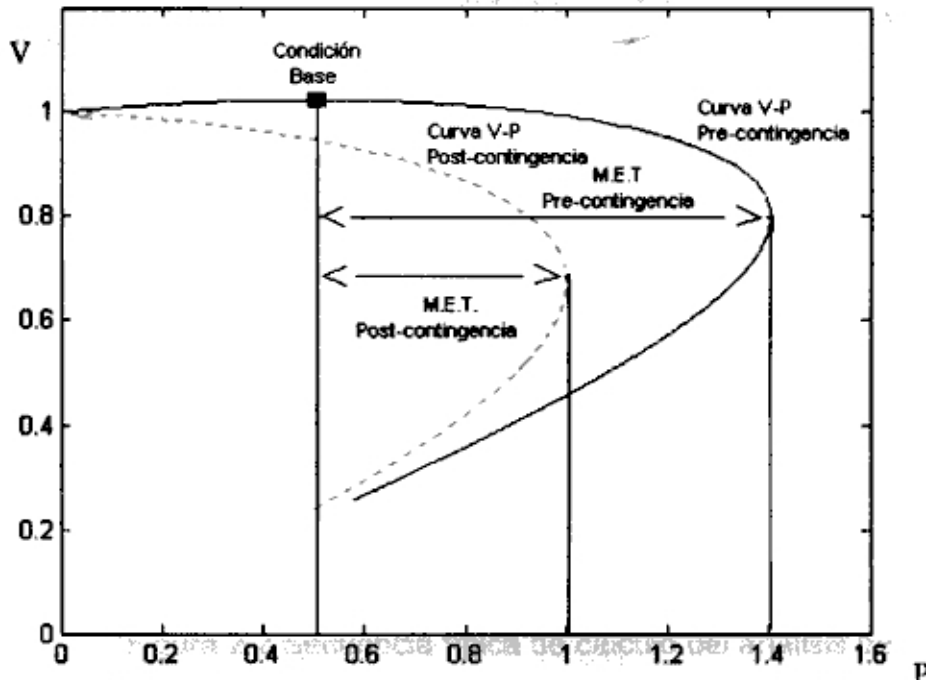


Figura 2.1 Curvas V-P con márgenes de estabilidad de tensión (M.E.T.)

#### b. Método del flujo de potencia continuado

El punto límite de la estabilidad de tensión se caracteriza por que en este punto de operación la matriz jacobiana del sistema se vuelva singular. Por consiguiente los algoritmos de flujo de potencia convencionales están propensos a los problemas de convergencia para condiciones de operación cercanas al límite de estabilidad.

El método del flujo de potencia continuado permite evitar la singularidad del jacobiano del sistema en el punto crítico de estabilidad de tensión, mediante una reformulación de las ecuaciones de flujo de potencia, lo cual permite la determinación completa de la curva característica V-P, es decir tanto la parte superior (estable) como la inferior (inestable).

En términos de tiempo, el método del flujo de potencia continuado es más lento que otros, pero puede producir información adicional que es usada para

analizar la cercanía del sistema a la inestabilidad y conocer las barras críticas propensas a experimentar el colapso de tensión.

El principio básico del análisis del flujo de potencia continuado se sustenta en un proceso iterativo que utiliza pasos predictores y pasos correctores tal como se muestra en la Figura 2.2.

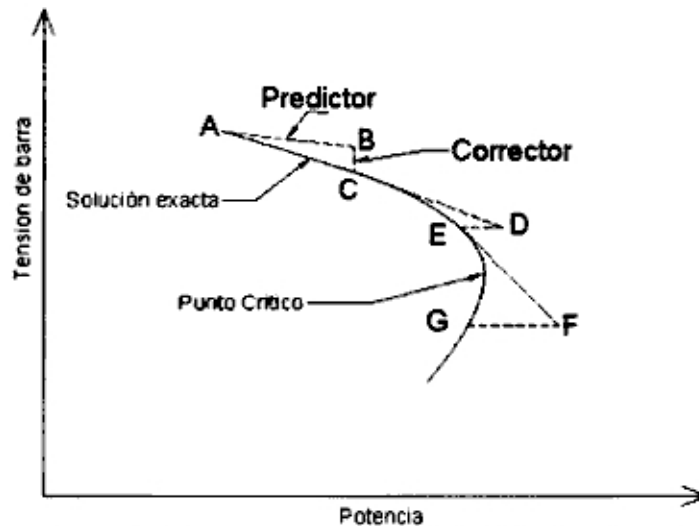


Figura 2.2 Secuencia típica de cálculo del análisis de del flujo de potencia continuado

A partir de una solución inicial conocida en el punto A, para un incremento de carga se utiliza una "tangente predictor" para estimar el punto B. Luego con "paso corrector" se determina la solución exacta en el punto C, usando el análisis de flujo de potencia convencional con la carga del sistema asumida como fija.

En base a otro incremento de carga, con una nueva "tangente predictor" se obtiene una nueva tensión en el punto D. Si la nueva carga estimada en D está más allá del punto crítico, un "paso corrector" con la carga fija no converge, por lo que se aplica un "paso corrector" con la tensión fija para encontrar la solución exacta en el punto E. Para determinar el punto crítico exacto, el tamaño de los incrementos de carga usados como "pasos predictores" es reducido gradualmente.

### c. El Método del punto de colapso

Este método se enfoca en el cálculo directo del punto de colapso de tensión y las correspondientes variables de estado asociadas a esta condición, sin

realizar soluciones de flujo de carga intermedias. El método esta basado en la "teoría de bifurcación" y la singularidad de la matriz jacobiana de flujo de potencia.

El método del punto de colapso se basa en la afirmación de que en el punto de colapso la matriz jacobiana es singular y por tanto posee un eigenvalor nulo. El método localiza el punto de bifurcación por medio de la búsqueda del punto de equilibrio en el que aparece el eigenvalor nulo.

Este método puede llegar a ser bastante más rápido que el método del flujo de potencia continuado y puede ofrecer información respecto a que áreas del sistema son propensas al colapso de la tensión. El método del punto de colapso consiste en resolver uno de los dos siguientes sistemas de ecuaciones:

$$J_x \eta = 0 \quad (2.12)$$

$$f(x, u) = 0 \quad (2.13)$$

$$\|\eta\| \neq 0 \quad (2.14)$$

ó

$$\zeta J_x = 0 \quad (2.15)$$

$$f(x, u) = 0 \quad (2.16)$$

$$\|\zeta\| \neq 0 \quad (2.17)$$

Donde:

$J_x$ : es la matriz jacobiana de flujo de potencia del sistema

$f$ : es función vector de las ecuaciones de flujo de potencia

$x$ :  $[\delta \ V]^T$  es el vector de estado (ángulos y tensiones en barras)

$u$ : es el vector de demanda

$\eta$ : es el eigenvector derecho

$\zeta$ : es el eigenvector izquierdo

Estas ecuaciones son satisfactorias cuando la matriz jacobiana de flujo de potencia es singular y el correspondiente eigenvector no es nulo, lo que hace que las ecuaciones de flujo de potencia sean satisfechas en el punto de bifurcación.



Las ecuaciones del método del punto de colapso pueden ser resueltas por técnicas iterativas como el método de Newton Raphson, lo cual es posible porque aunque la matriz jacobiana del flujo de potencia es singular en el punto de bifurcación, la matriz jacobiana que se deriva de las ecuaciones de este método no son singulares en el punto de bifurcación.

**d. El Análisis Modal**

El Análisis Modal permite identificar las características de estabilidad de la tensión en cada condición de operación del sistema, a través de del calculo de los eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana reducida del sistema ( $J_R$ )

Las principales características de estabilidad de la tensión que pueden ser observadas con el Análisis Modal son la cercanía del sistema a la inestabilidad, las áreas críticas del sistema y los elementos del SEP influyentes en la estabilidad de la tensión.

Cada eigenvalor y sus respectivos eigenvectores definen un modo de estabilidad de tensión, siendo los eigenvalores los que determinan si el sistema es estable en tensión.

Los factores de participación de barras, enlaces y generadores, que son calculados en base a los eigenvectores de la matriz  $J_R$ , identifican los elementos del SEP, como barras, líneas de transmisión y generadores que influyen en cada modo.

Los factores de participación de barras indican cuales son las barras del SEP que son críticas y que están propensas a problemas de estabilidad de tensión.

Los factores de participación de enlaces permiten conocer cuales son las líneas de transmisión "débiles" y los factores de participación de generadores permiten conocer cuales son las centrales más importantes para el sostenimiento de la estabilidad de tensión.

## **CAPITULO III**

### **FLUJO DE POTENCIA**

#### **3.1 Introducción**

El problema de flujo de potencia consiste en determinar el módulo y ángulo de fase de la tensión en cada barra 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 "on-line" de los SEP's. En la planificación, el flujo de potencia es empleado para verificar el comportamiento en estado estacionario de las alternativas de cambio 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 admitancias 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 tenemos los siguientes:

- Método de Gauss-Seidel, la solución del problema de flujo de potencia sigue un proceso iterativo, asignando valores estimados a las tensiones desconocidas y calculando las tensiones en barras a partir de las ecuaciones de flujo derivadas de las leyes de Kirchoff y las potencias en barras especificadas como datos. El nuevo conjunto de tensiones en barras 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 aceptable de precisión. El tiempo para alcanzar la convergencia aumenta casi directamente con el número de barras.

- **Método de Newton Raphson**, la solución del flujo de potencia se basa en la expansión de la serie 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 el 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 las barras. 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 barras, y para sistemas con gran cantidad de barras requiere menor tiempo para alcanzar la convergencia.

- **Método de Desacoplado Rápido**, esta 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 modulo 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.

En este capítulo se desarrolla el método de Newton Raphson para la solución del flujo de potencia por que es que este método trabaja directamente con la matriz jacobiana del sistema, la cual relaciona las variaciones de potencia activa y reactiva en barras con las variaciones de tensión en las barras.

A partir de la matriz jacobiana 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.

### 3.2 Representación de los componentes del sistema eléctrico

En este acápite se presenta una descripción de los componentes del sistema eléctrico para la solución del flujo de potencia. Para este propósito 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 ante el conocimiento de ciertas cantidades conocidas de antemano como datos.

Se considera que los sistemas eléctricos en operación normal están cuasibalanceados, por lo que son normalmente transformados en valores por unidad equivalentes (p.u.), con la finalidad de facilitar los cálculos y normalizar los parámetros de los diferentes componentes eléctricos.

#### 3.2.1 Clasificación de Barras

En el planteamiento para la solución del flujo de potencia, se tiene asociado a cada barra del sistema cuatro parámetros: potencia activa ( $P$ ), potencia reactiva ( $Q$ ), magnitud del tensión ( $V$ ) y ángulo de tensión ( $\theta$ ). Para cada barra del sistema, dos de las cuatro variables asociadas deben ser especificados para poder dar solución al flujo de potencia. De acuerdo a los parámetros especificados se tienen los siguientes tipos de barras:

- **Barra P-V**, es aquella en la cual se especifica la potencia activa y la magnitud de la tensión. Además, pueden ser especificados los límites de potencia reactiva dependiendo de las características individuales de las máquinas conectadas a la barra. Ejemplos de este tipo son las barras con generadores, compensadores síncronos y compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC's).
- **Barra P-Q**, en la cual se especifica la potencia activa y reactiva. En los estudios de flujo de carga convencionales, normalmente las cargas se asumen de potencia constante.
- **Barra Swing (Slack)**, en esta barra la magnitud y el ángulo de fase de la tensión son especificados. En el sistema se define una sola barra de este tipo. En esta barra no se especifica la potencia activa y reactiva. La barra swing suministra la diferencia entre la potencia especificada que entra al sistema por las otras barras y la salida total del sistema, más las pérdidas.

### 3.2.2 Generadores y compensadores síncronos

Para la solución del flujo de potencia, los generadores y compensadores síncronos se representan como una fuente que entrega potencia activa y reactiva respectivamente por sus bornes de la maquina. Normalmente en los flujos de potencia las dos variables conocidas que describen la barra a la cual se conectan son la potencia activa y el modulo de la tensión.

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

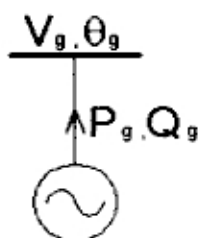


Figura 3.1 Representación del generador y compensador síncronos

Donde:

$V_g$  : Tensión en bornes

$\theta_g$  : Angulo de fase

$P_g$  : Potencia activa generada

$Q_g$  : Potencia reactiva generada

### 3.2.3 Líneas de transmisión

Para la representación de las líneas de transmisión para la solución del flujo de potencia, se usa el modelo "π" en valores por unidad (p.u.). Este modelo queda definido por una impedancia serie conectada entre las barras extremo de la línea y una suceptancia "shunt" conectada en cada barra extremo de las líneas.

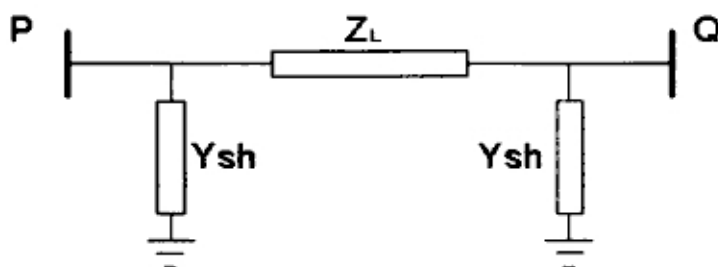


Figura 3.2 El modelo "π" de una línea de transmisión

Donde:

$Z_L$  : Impedancia de línea

$Y_{sh}$  : Admitancia shunt de la línea

P : Extremo barra P

Q : Extremo barra Q

### 3.2.4 Transformadores de potencia

Para representar a los transformadores también se utiliza un modelo "π" equivalente en valores por unidad (p.u.). Este modelo queda definido por una impedancia serie conectada entre las barras extremo del transformador y una admitancia "shunt" conectada en cada barra extremo de las líneas, como se muestra en la siguiente figura:

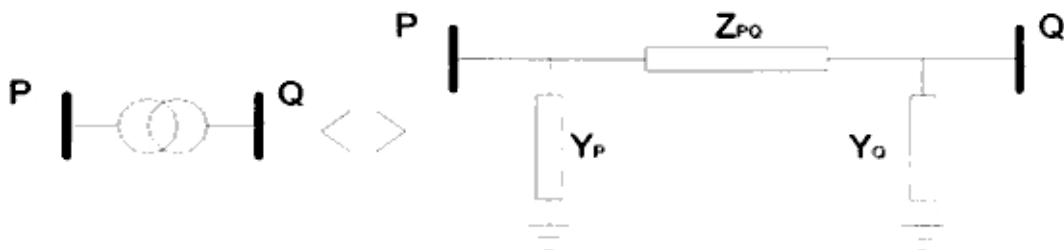


Figura 3.3 El modelo "π" del transformador de potencia

Donde:

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

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

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

$Z_T$  : Impedancia del transformador en p.u.

$a$  : Relación de tensión real entre relación de tensión nominal.

### 3.2.5 Reactores y capacitores "shunt"

Estos elementos "shunt" se conectan a la barra donde se requiera 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.).

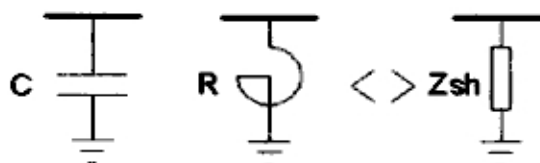


Figura 3.4 Representación de condensador y/o reactor

### 3.2.6 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 3.4 Representación de cargas

- Donde:
- $V_L$  : Tensión en barra de carga
  - $\theta_L$  : Angulo de fase en barra de carga
  - $P_L$  : Potencia activa de carga
  - $Q_L$  : Potencia reactiva de carga

### 3.3 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 nodo debido a el número independiente de ecuaciones de nodo es menor que el número de ecuaciones independientes de malla, lo cual facilita la solución del problema de flujo de potencia.

#### 3.3.1 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.

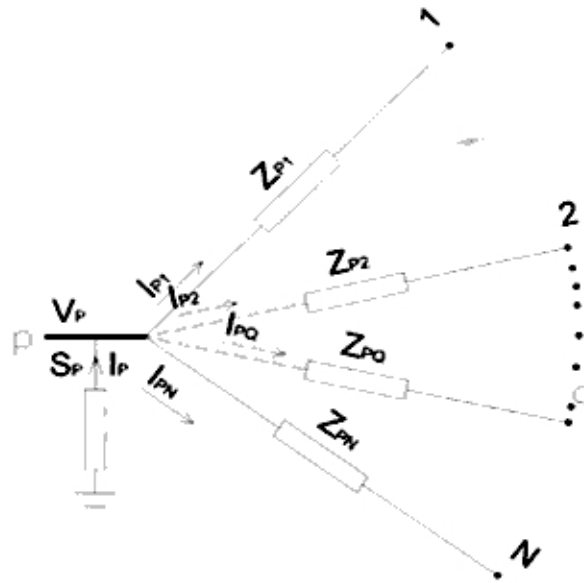


Figura 3.5 Representación del nodo de un sistema eléctrico

Donde:

$S_p$  : Potencia aparente de inyección a la barra "p"

$I_p$  : Corriente de inyección a la barra "p"

$I_{pq}$  : Corriente fasorial de la barra "p" a la barra "q"

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

$V_p$  : Tensión fasorial de la barra p

De acuerdo con la primera ley de Kirchoff:

$$I_p = I_{p1} + I_{p2} + \dots + I_{pq} + \dots + I_{pn} \quad (3.1)$$

$$I_p = \frac{V_p - V_1}{z_{p1}} + \frac{V_p - V_2}{z_{p2}} + \dots + \frac{V_p - V_q}{z_{pq}} + \dots + \frac{V_p - V_n}{z_{pn}} \quad (3.2)$$

$$I_p = -\frac{V_1}{z_{p1}} - \frac{V_2}{z_{p2}} - \dots - \frac{V_q}{z_{pq}} - \dots - \frac{V_n}{z_{pn}} + \left( \frac{1}{z_{p1}} + \frac{1}{z_{p2}} + \dots + \frac{1}{z_{pq}} + \dots + \frac{1}{z_{pn}} \right) V_p \quad (3.3)$$

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



$$I_p = -y_{p1}V_1 - y_{p2}V_2 - \dots - y_{pq}V_q - \dots - y_{pn}V_n + (y_{p1} + y_{p2} + \dots + y_{pq} + \dots + y_{pn})V_p \quad (3.4)$$

$$I_p = -y_{p1}V_1 - y_{p2}V_2 - \dots + \sum_{q=1}^n y_{pq}V_q - \dots - y_{pn}V_n \quad (3.5)$$

Expresado en términos de elementos de la matriz:

$$I_p = Y_{p1}V_1 + Y_{p2}V_2 + \dots + Y_{pp}V_p + \dots + Y_{pn}V_n \quad (3.6)$$

En forma general, para las "n" barras del sistema se tiene:

$$I_p = Y_{p1}V_1 + Y_{p2}V_2 + \dots + Y_{pp}V_p + \dots + Y_{pn}V_n \quad (3.7)$$

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:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Donde:

- $Y_{pp}$ : 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 voltaje a tierra en el nodo "p"

### 3.3.2 Ecuaciones de flujo de potencia

En la práctica las corrientes inyectadas en los nodos (barras) no son conocidas. La corriente en cualquier barra esta 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:

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (3.9)$$

Además se tiene que la potencia activa y reactiva inyectada a la barra "p" se expresa de la siguiente manera:

$$P_p + jQ_p = V_p I_p^* \quad (3.10)$$

$$P_p - jQ_p = V_p^* I_p \quad (3.11)$$

Donde:  $P_p$  : Potencia activa inyectada a la barra "p"  
 $Q_p$  : Potencia reactiva inyectada a la barra "p"  
 $V_p$  : Fasor voltaje en la barra "p"

Reemplazando se tiene que:

$$P_p - jQ_p = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (3.12)$$

Esta es la ecuación básica para la solución del 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 potencias inyectadas y las tensiones en barras directamente, aún falta conocer los flujos de potencias entre barras. Los flujos entre barras son calculados a partir de las tensiones en barra (ya conocidas en modulo y ángulo) y los valores de impedancia entre barras por la aplicación directa de la Ley de Ohm.

### 3.4 Método de Newton – Raphson

El método de Newton Raphson es una técnica iterativa para resolver un conjunto de ecuaciones no-lineales, basada en la expansión de la serie 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 siguiente:

$$\begin{aligned}
 F_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= c_1 \\
 F_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= c_2 \\
 &\dots \\
 F_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= c_n
 \end{aligned}
 \tag{3.13}$$

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

$$X_0 = (x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \tag{3.14}$$

Sea el vector corrección inicial  $\Delta X_0$ , que indica las correcciones necesarias para el vector solución inicial, tal que las ecuaciones son exactamente satisfechas.

$$\Delta X_0 = (\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \dots, \Delta x_n^0) \tag{3.15}$$

Entonces se tiene:

$$\begin{aligned}
 F_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= c_1 \\
 F_2(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= c_2 \\
 &\dots \\
 F_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= c_n
 \end{aligned}
 \tag{3.16}$$

Cada una de las ecuaciones de arriba, pueden ser expandidas usando el Teorema de Taylor. La forma expandida para la "p-ésima" ecuación es:

$$\begin{aligned}
 F_p(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) &= F_p(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \left( \frac{dF_p}{dx_1} \right)_0 \Delta x_1 + \dots \\
 \left( \frac{dF_p}{dx_2} \right)_0 \Delta x_2 + \dots + \left( \frac{dF_p}{dx_n} \right)_0 \Delta x_n + \Phi_p &= c_p
 \end{aligned}
 \tag{3.17}$$

Donde:

$\Phi_p$ : Es una función que incluye los términos de orden superior de la expansión de Taylor para la función "F<sub>p</sub>"

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

$$\begin{bmatrix} c_1 - F_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ c_2 - F_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \dots \\ c_n - F_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{dF_1}{dx_1}\right)_0 & \left(\frac{dF_1}{dx_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_1}{dx_n}\right)_0 \\ \left(\frac{dF_2}{dx_1}\right)_0 & \left(\frac{dF_2}{dx_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_2}{dx_n}\right)_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{dF_n}{dx_1}\right)_0 & \left(\frac{dF_n}{dx_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{dF_n}{dx_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

O en forma equivalente:

$$\Delta F = J\Delta X \quad (3.19)$$

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

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

$$x_p^1 = x_p^0 + \Delta x_p \quad (3.20)$$

El proceso es repetido hasta que el error en  $\Delta F_p$  sean mas bajos que una tolerancia especificada y la matriz Jacobiana tiene que ser recalculada para cada iteración.

### 3.5 Solución del flujo de potencia mediante el método 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 son dependientes de las variables magnitud de tensión y ángulo de la tensión de cada barra del sistema.

De la ecuación de flujo de potencia para la barra "p" :

$$P_p - jQ_p = V_p \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (3.21)$$

Considerando que:

$$\begin{aligned} V_p &= V_p e^{j\delta_p} \\ V_q &= V_q e^{j\delta_q} \\ Y_{pq} &= Y_{pq} e^{-j\theta_{pq}} \\ e^{-j\theta} &= \cos \theta - j \operatorname{sen} \theta \end{aligned} \quad (3.22)$$

Donde:

$V_p$  : Es el modulo de la tensión en la barra "p"

$\delta_p$  : Es el ángulo de la tensión en la barra "p"

$Y_{pq}$  : Es el modulo de la componente de orden "pq" de la matriz de admitancias

$\theta_{pq}$  : Es el ángulo de la componente de orden "pq" de la matriz de admitancias

Reemplazando la expresión (3.22) se tiene lo siguiente:

$$P_p - jQ_p = V_p e^{-j\delta_p} \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q e^{j(\delta_q + \theta_{pq})} \quad (3.23)$$

$$P_p = \sum_{q=1}^n V_p Y_{pq} V_q \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (3.24)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n V_p Y_{pq} V_q \operatorname{sen}(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (3.25)$$

Donde:

$P_p$  : Potencia activa inyectada a la barra "p"

$Q_p$  : Potencia reactiva inyectada a la barra "p"

Esto comprueba entonces que P y Q en cada barra son funciones de la magnitud y el ángulo de la tensión de todas las barras.

Si la potencia activa y reactiva conocidas en cada barra son especificadas usando el superíndice "sp", se tiene que las ecuaciones (3.23) y (3.24) pueden ser escritas de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_1(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_1^{sp} \\ \dots & \\ P_n(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_n^{sp} \end{aligned} \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} Q_1(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_1^{sp} \\ \dots & \\ Q_n(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_n^{sp} \end{aligned} \quad (3.27)$$

Siguiendo el procedimiento general del método de Newton Raphson, descrito en el acápite 3.4 se tiene que:

$$\begin{bmatrix} P_1^{sp} - P_1(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ P_n^{sp} - P_n(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ Q_1^{sp} - Q_1(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\delta_1^0, \dots, \delta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_1}{d\delta_1} & \dots & \frac{dP_1}{d\delta_n} & \frac{dP_1}{dV_1} & \dots & \frac{dP_1}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dP_n}{d\delta_1} & \dots & \frac{dP_n}{d\delta_n} & \frac{dP_n}{dV_1} & \dots & \frac{dP_n}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dQ_1}{d\delta_1} & \dots & \frac{dQ_1}{d\delta_n} & \frac{dQ_1}{dV_1} & \dots & \frac{dQ_1}{dV_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{dQ_n}{d\delta_1} & \dots & \frac{dQ_n}{d\delta_n} & \frac{dQ_n}{dV_1} & \dots & \frac{dQ_n}{dV_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \dots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

o en forma abreviada de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Esta ecuación es resuelta iterativamente para conseguir los valores de tensión y ángulo, pero antes de usar esta ecuación dos modificaciones deben ser realizadas debido a la presencia de la barra Swing y las barras PV.

Cada sistema tiene una barra swing, cuyo propósito es servir de referencia para las magnitudes de tensión y ángulo. Usualmente el voltaje de esta barra se especifica como:  $1.0 \angle 0^\circ$ . Al ser conocidas dos de las magnitudes en la ecuación de 3.28, las columnas y filas correspondientes a la magnitud de tensión y el ángulo en la barra swing pueden ser eliminadas en la ecuación 3.28.

En la formulación de la ecuación 3.28 se ha asumido que todas las barras son del tipo PQ. En las barras PV, la potencia activa y la magnitud de la tensión son conocidas y por consiguiente los términos correspondientes a  $\Delta Q$  y  $\Delta V$  de cada barra PV no son considerados, lo que significa que las filas y columnas correspondientes a la magnitud de tensión de cada barra PV son eliminadas de la ecuación 3.28.

Luego de las modificaciones hechas debido a la barra Swing y las barras PV, el sistema es resuelto iterativamente para encontrar los valores finales de la magnitud de voltajes y los ángulos en todas las barras. 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 reactivas que tiene los siguientes componentes:

$$\Delta P_p^k = P_p^{sp} - P_p^k \quad (3.30)$$

$$\Delta Q_p^k = Q_p^{sp} - Q_p^k \quad (3.31)$$

Si para iteración "k-esima" el valor absoluto de cada error es menor que una tolerancia especificada se considera que el proceso iterativo converge. El valor de tolerancia típicamente usado es 0.001.

## CAPITULO IV EIGENVALORES Y EIGENVECTORES

### 4.1 Introducción

En este capítulo se revisa los aspectos fundamentales del análisis de los eigenvalores de las matrices. Esto servirá de base matemática para el tratamiento de la técnica de Análisis Modal, la cual será desarrollada en el Capítulo V.

Este análisis consiste en calcular los eigenvalores y eigenvectores de una matriz que tienen por objetivo evaluar dicha matriz y el sistema al cual representa, para nuestro caso con aplicación a la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia.

### 4.2 Eigenvalores

Los eigenvalores de una matriz "A" son los valores del parámetro escalar " $\lambda$ " para el cual existen soluciones no triviales (es decir otras diferentes de  $\phi = 0$ ) para la siguiente ecuación:

$$A\phi = \lambda\phi \quad (4.1)$$

Donde:

A : es una matriz de orden nxn

$\phi$  : es un vector de orden nx1

Para encontrar los eigenvalores, la ecuación anterior puede ser escrita en la siguiente forma:

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (4.2)$$



Para las soluciones no triviales de  $\phi$ , se cumple que:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (4.3)$$

La expansión de la determinante es la ecuación característica de la matriz "A". Dicha ecuación es de orden "n". Las "n" soluciones de  $\lambda$  ( $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ ) son los eigenvalores de la matriz A. Los eigenvalores pueden ser números reales o complejos. Si matriz "A" es real, los eigenvalores siempre son pares conjugados.

### 4.3 Eigenvectores

Para cada eigenvalor  $\lambda_i$ , el vector  $\phi_i$ , de orden  $n \times 1$ , el cual satisface la ecuación 3.1 es llamado el "eigenvector derecho" de la matriz A, asociado con el eigenvalor  $\lambda_i$ .

Por consiguiente se tiene que:

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad (4.4)$$

Donde el eigenvector  $\phi_i$  tiene la forma:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \dots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

En virtud que la ecuación 4.2 es homogénea, el vector  $k\phi_i$  (donde k es un escalar) es también una solución. Usualmente los eigenvectores son calculados solamente para un multiplicador escalar k.

En forma análoga, se denomina eigenvector izquierdo asociado con eigenvalor  $\lambda_i$  al vector fila ( $\psi_i$ ) de orden  $1 \times n$ , que satisface la siguiente condición:

$$\psi_i A_i = \psi_i \lambda_i \quad (4.6)$$

Los eigenvectores derecho e izquierdo correspondientes a diferentes eigenvalores tienen la propiedad de ser ortogonales, es decir para  $\lambda_i$  diferente de  $\lambda_j$ , se cumple que:

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (4.7)$$

Sin embargo, en el caso de los eigenvectores correspondientes al mismo eigenvalor se tiene que:

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (4.8)$$

Donde:

$C_i$  : es una constante diferente de cero.

Como se mencionó anteriormente, los eigenvectores son determinados solo para un multiplicador escalar (k).

Debido a que ayuda a un tener un mejor manejo de las matrices y simplificar los cálculos, es una práctica común normalizar los eigenvectores derecho e izquierdo de manera tal que:

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (4.9)$$

#### 4.4 Matrices Modales

Los eigenvalores y los eigenvectores son denominados eigenpropiedades de una matriz. Con la finalidad de expresar las eigenpropiedades de una matriz "A" en forma resumida, es conveniente definir las siguientes matrices:

$$\Phi = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \dots \quad \phi_n] \quad (4.10)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \dots \quad \psi_n^T]^T \quad (4.11)$$

$$\Lambda = \text{matriz diagonal, con los eigenvalores} \quad (4.12)$$

$\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  como elementos diagonales.

Cada una de las matrices:  $\Lambda$ ,  $\Phi$  y  $\Psi$ , son de orden  $n \times n$ . En términos de estas matrices, las ecuaciones 4.4 y 4.9 pueden ser escritas del siguiente modo:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (4.13)$$

$$\Psi\Phi = I \quad (4.14)$$

De la ecuación 4.14, se obtiene:

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (4.15)$$

Reemplazando en 4.13, resulta:

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (4.16)$$

#### 4.5 Factores de participación

La matriz de participación  $P$ , la cual combina los eigenvectores derecho e izquierdo, se define como una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos [1].

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \quad (4.21)$$

Teniendo que:

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \dots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i}\psi_{i1} \\ \phi_{2i}\psi_{i2} \\ \dots \\ \phi_{ni}\psi_{in} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Donde:

$\phi_{ki}$  : El elemento en la  $k$ -ésima fila y la  $i$ -ésima columna de la matriz modal  $\Phi$   
 :  $k$ -ésimo dato del eigenvector derecho  $\phi_i$ .

$\psi_{ki}$  : El elemento en la  $k$ -ésima fila y la  $i$ -ésima columna de la matriz  $\Psi$   
:  $k$ -ésimo dato del eigenvector derecho  $\psi_i$ .

El elemento  $p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$  es denominado el factor de participación [1], y es una medida de la participación relativa de la  $k$ -ésima variable de estado en el  $i$ -ésimo modo.

## **CAPITULO V**

### **ESTABILIDAD DE TENSION MEDIANTE ANALISIS MODAL**

#### **5.1 Introducción**

La estabilidad de tensión es un fenómeno dinámico y puede ser estudiado usando simulaciones en el dominio del tiempo. Sin embargo, como se menciona en el Capítulo 2, las simulaciones en el tiempo no proveen directamente información acerca de la cercanía del SEP a la inestabilidad y además tienen altos requerimientos en software e ingeniería para el análisis e interpretación de los resultados.

Por lo tanto el tratamiento basado en el análisis de estado estacionario resulta conveniente y permite una buena comprensión del problema "tensión – potencia reactiva" (V-Q). Sin embargo, las aplicaciones de las simulaciones en el dominio del tiempo son recomendadas para el análisis de situaciones específicas de colapso de tensión y para 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. La proximidad o cercanía del SEP a la inestabilidad.
- b. Los elementos del SEP más influyentes en la estabilidad y las áreas críticas.

El Análisis Modal es una técnica de estado estacionario capaz de cubrir los aspectos básicos involucrados en el análisis de la estabilidad de tensión, para lo cual se analiza los eigenvalores y eigenvectores de la matriz "Jacobiana reducida" del sistema ( $J_R$ ), que contiene las relaciones V-Q del sistema. La magnitud los eigenvalores proveen una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad y sus eigenvectores proveen información relacionada con las áreas y elementos críticos del SEP.

## 5.2 Análisis de la sensibilidad V-Q

### 5.2.1 Matriz Jacobiana reducida del sistema ( $J_R$ )

Las ecuaciones tensión – potencia del sistema en estado estacionario están expresadas de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Donde:

- $\Delta P$  : cambio incremental en potencia activa en las barras
- $\Delta Q$  : cambio incremental en potencia reactiva en las barras
- $\Delta \theta$  : cambio incremental en ángulo de tensión en las barras
- $\Delta V$  : cambio incremental en magnitud de tensión en las barras

Cuando usamos el modelo de flujo de potencia convencional para el análisis, la matriz jacobiana en la ecuación 5.1 es la misma matriz jacobiana usada para la solución del flujo de potencia mediante el método de Newton Raphson.

La estabilidad de la tensión es afectada por los niveles de potencia activa y potencia reactiva del SEP, sin embargo en cada punto de operación del SEP podemos mantener la potencia activa constante (es decir mantener  $\Delta P=0$ ) y evaluar la estabilidad de tensión mediante la relación incremental entre la potencia reactiva y la magnitud de tensión ( $\Delta Q$  y  $\Delta V$ ).

En esta formulación, aunque  $\Delta P$  es igual a cero, los efectos de la potencia activa si son tomados en consideración por que el estudio de las relaciones entre  $\Delta Q$  y  $\Delta V$  se hace para una condición de operación dada, que involucra un determinado nivel de potencia activa y potencia reactiva en el sistema.

Bajo estas consideraciones, haciendo  $\Delta P=0$  en la ecuación 5.1 se obtiene lo siguiente:

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \Delta V \quad (5.2)$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (5.3)$$

Por lo tanto:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (5.4)$$

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (5.5)$$

Donde:  $J_R$  es la matriz jacobiana reducida del sistema de orden  $n \times n$ .

$J_R$  es la matriz que relaciona directamente la variación de magnitud de tensión y la variación de inyección de potencia reactiva en barras. La eliminación la potencia activa y el ángulo de las ecuaciones de estado estacionario nos permite enfocarnos en el estudio del problema de la tensión y potencia reactiva del sistema, lo que a su vez permite simplificar los cálculos por computadora.

### 5.2.2 Sensitividad V-Q

La sensitividad V-Q es el cambio incremental en la magnitud de tensión en una barra debido un incremento unitario de inyección de potencia reactiva en la misma barra. De acuerdo con la ecuación 5.4 el elemento diagonal "i" de  $J_R^{-1}$  es la sensitividad V-Q de la barra "i".

Tal como se mostró en el acápite 1.3.2, un SEP es estable en tensión en una condición de operación, si en cada barra del sistema se cumple que la magnitud de tensión se incrementa cuando la potencia reactiva inyectada es incrementada.

Así mismo, un SEP es inestable en tensión si para al menos una barra la magnitud de tensión disminuye cuando la potencia reactiva inyectada en la barra es incrementada.

Por lo tanto una sensitividad V-Q positiva es indicativa de operación estable y mientras más pequeño es la sensitividad V-Q más estable es el sistema. Cuando el sistema se acerca a la inestabilidad la magnitud de la sensitividad se incrementa, volviéndose infinita en el límite de estabilidad.

Contrariamente, una sensitividad V-Q negativa indica operación inestable.

### 5.3 Modos de estabilidad de tensión

La matriz  $J_R$  puede ser expresada en términos de sus eigenvectores y eigenvalores de la siguiente forma:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (5.6)$$

- Donde:
- $J_R$  : matriz Jacobiana reducida del sistema
  - $\xi$  : matriz eigenvector derecho de  $J_R$
  - $\eta$  : matriz eigenvector izquierdo de  $J_R$
  - $\Lambda$  : matriz eigenvalor diagonal de  $J_R$

## 5.4 Análisis de los eigenvalores de $J_R$

### 5.4.1 Vectores variación de tensión modal y potencia reactiva modal

De acuerdo a lo visto en las secciones 4.3 y 4.4 los eigenvectores derecho e izquierdo se relacionan de la siguiente forma:

$$\xi^{-1} = \eta \quad (5.10)$$

Por lo tanto la ecuación 5.8 puede ser escrita así:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (5.11)$$

Los vectores de variación de tensión y potencia reactiva modal se definen de la siguiente forma:

$v = \eta \Delta V$  : vector de variaciones de tensión modal

$q = \eta \Delta Q$  : vector de variaciones de potencia reactiva modal

La ecuación 5.11 queda expresada de la siguiente forma:

$$v = \Lambda^{-1} q \quad (5.12)$$

Siendo  $\Lambda^{-1}$  una matriz diagonal la expresión 5.12 representa ecuaciones de primer orden desacopladas. Entonces se tiene que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (5.13)$$

Donde:

$i$  : modo "i"

$v_i$  : variación de tensión modal "i"

$q_i$  : variación de potencia reactiva modal "i"

### 5.4.2 Criterios de estabilidad mediante análisis modal

La magnitud de cada eigenvalor  $\lambda_i$  determina la condición de estabilidad o inestabilidad del sistema. Así entonces tenemos que:



- Si para todo "i" se cumple que  $\lambda_i > 0$ , la tensión modal "i" ( $v_i$ ) y la potencia reactiva modal "i" ( $q_i$ ) están en la misma "dirección", indicando que el sistema es estable en tensión [1].
- Si para algún valor de "i" se cumple que  $\lambda_i < 0$ , la tensión modal "i" ( $v_i$ ) y la potencia reactiva modal "i" ( $q_i$ ) están en "direcciones" opuestas indicando que el sistema es inestable en tensión [1].

Para valores positivos de  $\lambda_i$ , mientras más pequeña es su magnitud, el modo "i" de tensión esta más cercano a la inestabilidad. Cuando  $\lambda_i = 0$ , el modo de tensión "i" colapsa porque cualquier cambio de potencia reactiva modal causa una infinita variación en la tensión modal.

### 5.4.3 Relación entre la sensibilidad V-Q y los modos de estabilidad

Para establecer la relación entre la sensibilidad V-Q y los eigenvalores de  $J_R$  en cada barra escribimos de nuevo la ecuación 5.9.

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (5.14)$$

Para calcular la sensibilidad V-Q en la barra "k", asumiremos una variación unitaria de potencia reactiva en la barra "k". Entonces  $\Delta Q$  tiene sus elementos igual a cero excepto por el elemento "k", el cual es igual a 1. Entonces de la expresión (5.14) se tiene:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (5.15)$$

Desarrollando se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_k \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \sum_i \begin{bmatrix} \xi_{1i} \\ \dots \\ \xi_{ki} \\ \dots \\ \xi_{ni} \end{bmatrix} \frac{\eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (5.16)$$

Entonces la sensibilidad V-Q en la barra k esta dado por:

$$\frac{\Delta V_k}{\Delta Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (5.17)$$

Como se vio anteriormente, las sensibilidades V-Q indican si el SEP es estable o no, y de la ecuación 5.17 podemos ver que sus valores son resultado de un efecto combinado de todos los modos de estabilidad ( $\lambda_i, \xi_{ki}, \eta_{ik}$ ).

Además, de la expresión (5.17) se comprueba que para valores positivos de  $\lambda_i$  el sistema es estable en tensión, ya que la sensibilidad V-Q en todas las barras resulta positiva. También se comprueba que para algún valor de  $\lambda_i$  cercano a cero, el sistema esta próximo al colapso ya que una variación determinada del consumo de potencia reactiva en la barra "k" ocasiona una caída de tensión muy grande en la misma barra.

## 5.5 Factores de participación de barras, enlaces y generadores

### 5.5.1 Factores de participación de barras (FPB's)

La participación de la barra k en el modo "i" esta dado por el factor de participación de barras (FPB), definido por la siguiente expresión:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (5.18)$$

El FPB ( $P_{ki}$ ) representa la contribución del modo "i" en la sensibilidad V-Q de la barra k, como se puede observar en la expresión (5.17). Mientras mayor es el valor del  $P_{ki}$ , el modo "i" contribuye mas en el valor de la sensibilidad en la barra k.

Por lo tanto para los modos críticos (eigenvalores  $\lambda_i$  cercanos a cero) las barras con FPB's de mayor valor indican las áreas críticas, mas próximas a la inestabilidad.

Las acciones y/o medidas para mejorar la estabilidad de un modo crítico serán más eficaces si se realizan en las barras con mayor FPB, ya que son las barras más críticas.

En el análisis de los FPB's de un SEP se pueden presentar dos tipos de modos: el modo localizado y el modo no localizado.

#### a. Modo localizado

Este tipo se caracteriza por tener pocas barras con FPB de gran magnitud y las barras restantes con FPB's cercanos a cero, lo cual indica que el modo es localizado. El tipo de modo localizado se presenta por lo general cuando una

carga es conectada a un SEP grande a través de una línea de transmisión larga [1].

#### b. Modo No localizado

Este tipo se caracteriza por tener muchas barras con pequeños pero similares FPB's, y el resto de las barras con participación cero, por lo que el modo es no localizado. Típicamente un modo no localizado se presenta cuando un área dentro de un SEP grande presenta un aumento de carga y los generadores del área alcanzan sus límites reactivos [1].

#### 5.5.2 Factores de participación de enlaces (FPE's)

Para cada modo "i", los factores de participación de enlaces (FPE's) indican las líneas de transmisión que consumen mayor potencia reactiva ante un cambio incremental en la carga reactiva del sistema.

Para calcular los FPE's asociados al modo "i" asumimos una variación en la potencia reactiva modal "q" (definido en el acápite 5.4.1), tal que "q" tiene sus elementos iguales a cero excepto el elemento "i", que es igual 1. Por lo tanto de las ecuaciones 5.11 y 5.12 se tiene que:

$$\Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} q \quad (5.19)$$

$$\Delta Q^{(i)} = \xi q = \xi_i \quad (5.20)$$

Donde  $\Delta Q^{(i)}$  es el vector variación de potencia reactiva en barras, debido a la variación de potencia reactiva unitaria en el modo "i".

De la ecuación 5.8 y con  $\Delta Q^{(i)}$  se obtiene el vector de variación de magnitud de tensiones en barras ( $\Delta V$ ):

$$\Delta V^{(i)} = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q^{(i)} \quad (5.21)$$

Donde:

$\Delta V^{(i)}$  : vector de variación de tensión en barras debido a la variación de potencia reactiva en el modo "i"

A partir de las ecuaciones tensión – potencia del sistema (ecuación 5.1), el vector de variación de ángulo de tensión en barras esta dado por:

$$\Delta\theta^{(i)} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (5.22)$$

Donde  $\Delta\theta^{(i)}$  es el vector de variación de ángulo de la tensión en barras debido a la variación de potencia reactiva en el modo "i".

A partir de las variaciones  $\Delta V^{(i)}$  y  $\Delta\theta^{(i)}$  en las barras del SEP se calcula el cambio en las pérdidas reactivas en todos los enlaces.

En la Figura 5.1 se muestra el esquema general de un enlace entre dos barras de un SEP, las pérdidas reactivas del enlace ( $Q_{pérdidas1}$ ), para efectos de calculo, dependen de las tensiones ( $V_m$  y  $V_n$ ) y los ángulos ( $\theta_m$  y  $\theta_n$ ) en las barras de los extremos.

Si consideramos las variaciones de las tensiones y los ángulos  $\Delta V^{(i)}$  y  $\Delta\theta^{(i)}$  de una línea, tendremos un nuevo nivel de pérdidas ( $Q_{pérdidas2}$ ), debido a la variación de potencia reactiva en el modo "i". La variación en el nivel de pérdidas ( $\Delta Q_{pérdidasj}$ ) indica cuan sensible es el consumo de reactivos del enlace "j" en el modo "i".

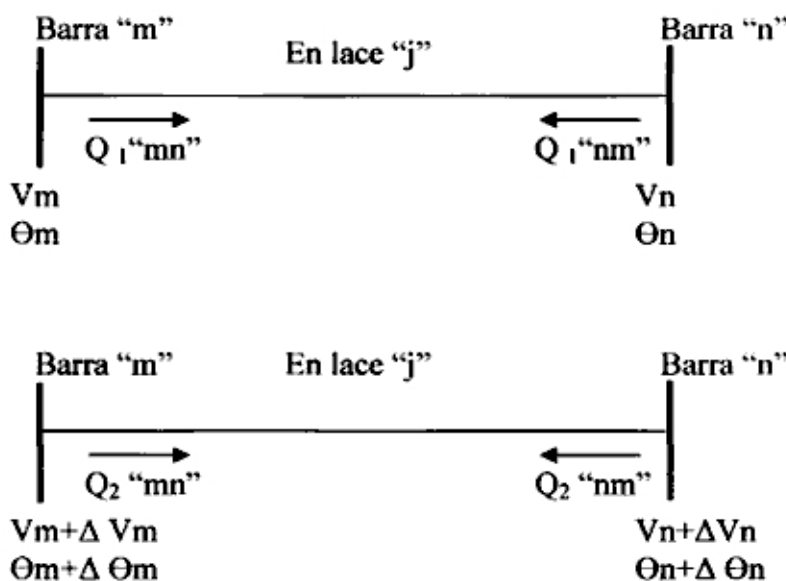


Figura N° 5.1

Esquema de variables influyentes en pérdidas reactivas de un enlace

La participación del enlace "j" en el modo "i" está definido por su Factor de Participación de Enlace (FPE) expresado por:

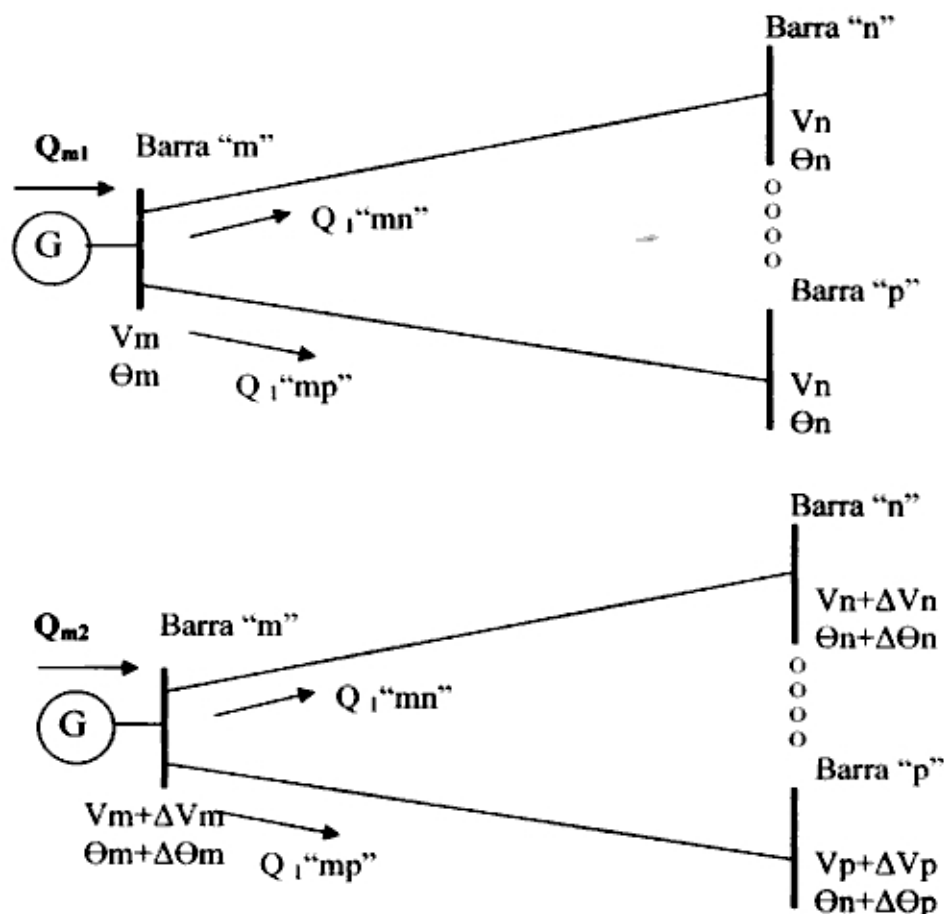


Figura N° 5.2

Variables influyentes en la potencia reactiva suministrada por un Generador

Si consideramos las variaciones de las tensiones y los ángulos  $\Delta V^{(i)}$  y  $\Delta \theta^{(i)}$ , tendremos un nuevo nivel de potencia suministrado por el generador ( $Q_{m2}$ ), debido a la variación de potencia reactiva en el modo "i".

La variación de la potencia reactiva suministrada por el generador "m" ( $\Delta Q_{mji}$ ) indica cuán sensible es el suministro de reactivos del generador "m" en el modo "i".

El FPG del generador "m" en el modo "i" está definido por la siguiente expresión:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_{mi}}{\max(\Delta Q_{\text{todos los generadores}})} \quad (5.24)$$

Donde:

$P_{mi}$  : FPG del generador "m" en el modo "i"

$\Delta Q_{mi}$  : variación de Q suministrado por el generador "m" en el modo "i".

máx ( $\Delta Q$  todos los generadores) : máxima variación de Q suministrada de entre todos los generadores en el modo "i".

Para cada modo, los factores de participación de los generadores (FPG's) mayores indican cuales son los maquinas que suministran mayor potencia reactiva al sistema en respuesta a un cambio en la carga reactiva del sistema. Por tanto los generadores con alto FPG son importantes en la conservación de la estabilidad del modo en análisis.

## 5.6 Análisis del efecto del modelo de cargas

### 5.6.1 Modelos de cargas

Estando el presente capítulo enfocado en el Análisis Modal, una técnica de análisis en estado estacionario, se presentaran los modelos de carga aplicables a este tipo de análisis.

Para cambios de tensión y/o frecuencia que no sean muy considerables, los modelos de carga asumen la dependencia de la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) respecto de la tensión y algunas veces de la frecuencia. En el análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario se toma en consideración principalmente la dependencia de las cargas respecto de la tensión debido a que influyen en las simulaciones de flujo de potencia.

#### a. Modelo ZIP (Polinomial)

El modelo ZIP es un modelo de carga polinomial y es representado de la siguiente forma:

$$P_{Total} = P_0 x \left[ Z_p \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + I_p \left( \frac{V}{V_0} \right) + P_p \right] \quad (5.25)$$

$$Q_{Total} = Q_0 x \left[ Z_q \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + I_q \left( \frac{V}{V_0} \right) + Q_q \right] \quad (5.26)$$

Donde:

$Z_p, I_p, P_p$  : constantes de la potencia activa del modelo ZIP

$Z_q, I_q, Q_q$  : constantes de la potencia reactiva del modelo ZIP

|             |   |
|-------------|---|
| $P_0$       | : potencia activa para la tensión nominal     |
| $Q_0$       | : potencia reactiva para la tensión nominal   |
| $V_0$       | : tensión nominal                             |
| $V$         | : tensión de operación                        |
| $P_{total}$ | : potencia activa a la tensión de operación   |
| $Q_{total}$ | : potencia reactiva a la tensión de operación |

Este modelo asume una relación polinomial de segundo orden entre la potencia y la tensión la cual puede representar algunas cargas no lineales simples. El modelo ZIP representa a la combinación de cargas de impedancia constante, corriente constante y potencia constante.

En el Cuadro 5.1 se muestran valores de los parámetros para algunos tipos de carga representados bajo el modelo ZIP.

Tabla N° 5.1  
Valores típicos de los parámetros del modelo de carga polinomial

| Parámetro | Refrigeración | Iluminación | Variador de frecuencia |
|-----------|---------------|-------------|------------------------|
| $Z_p$     | 1.19          | 0.16        | 3.19                   |
| $I_p$     | -0.26         | 0.79        | -3.84                  |
| $P_p$     | 0.07          | 0.05        | 1.65                   |
| $Z_q$     | 0.59          | 0.18        | 1.09                   |
| $I_q$     | 0.65          | -0.83       | -0.18                  |
| $Q_q$     | -0.24         | -0.35       | 0.09                   |

#### b. Modelo Exponencial

El modelo exponencial representa las cargas de la siguiente forma:

$$P = P_0 x \left( \frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (5.29)$$

$$Q = Q_0 x \left( \frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (5.30)$$

Para diferentes tipos de cargas, este modelo requiere probar diferentes valores de exponentes con el fin de obtener los que mejor se ajusten al tipo de

carga. En el Cuadro 5.2 se muestran valores típicos para los parámetros del modelo exponencial para distintos tipos de cargas:

**Tabla N° 5.2**  
Valores típicos del modelo de carga exponencial

| Tipo de carga                 | $\alpha$    | $\beta$     |
|-------------------------------|-------------|-------------|
| Calentador eléctrico          | 2           | - (Q=0)     |
| Refrigeración                 | 0.8 - 2.11  | 1.89 - 2.5  |
| Iluminación                   | 0.95 - 2.07 | 0.31 - 3.21 |
| Variadores de frecuencia      | 1.47 - 2.12 | 1.34 - 1.98 |
| Motores industriales pequeños | 0.1         | 0.6         |
| Motores industriales grandes  | 0.05        | 0.5         |

### 5.6.2 Efecto del modelamiento de las cargas en la estabilidad de tensión

Cuando las cargas se modelan dependientes de la tensión, ya sea con el modelo ZIP o el modelo Exponencial, el SEP tiende a tener márgenes de estabilidad de tensión mayores que si se considera la carga con el modelo de potencia constante (independiente de la tensión).

Esto es atribuido al hecho que cuando la carga tiende a aumentar se produce una disminución de la magnitud de tensión en barras. Como las cargas dependen de la tensión, esta disminución de tensión tiende a disminuir también la carga neta del sistema lo cual es favorable para la estabilidad de tensión.

Para mostrar el efecto de las cargas consideremos el sistema de 9 barras [3] de la figura 5.3. Para calcular el flujo de carga y los eigenvalores del sistema se ha desarrollado un programa en el lenguaje MATLAB cuyas características se muestran en el Capítulo VI.

Se ha encontrado la solución de flujo de potencia y los eigenvalores del sistema para diferentes modelos de carga, y sus resultados se muestran en el Cuadro 5.3. Como podemos apreciar, cuando consideramos las cargas con el modelo de potencia constante, el sistema posee un eigenvalor 2.762 y una tensión mínima en la barra 5 es de 0.748 p.u.



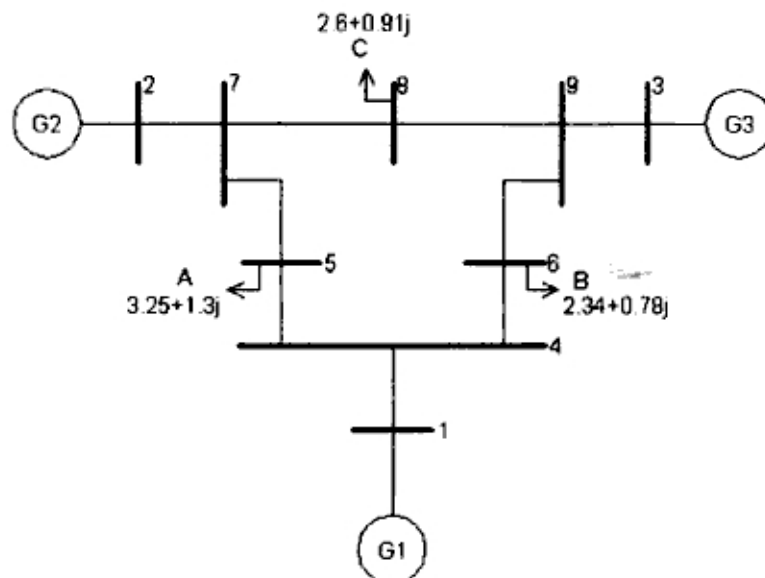


Figura 5.3 Sistema de 9 barras

Como se mencionó anteriormente, mientras un eigenvalor está más próximo a cero el sistema también está más próximo a la inestabilidad. Así pues vemos en la Tabla 5.3, que cuando las cargas son modeladas con el modelo ZIP y exponencial se tienen eigenvalores entre 3.266 y 4.286, por lo que están relativamente más alejados de la inestabilidad que si consideramos las cargas con el modelo de potencia constante (que tiene un eigenvalor de 2.762).

Tabla N° 5.3  
Efecto del modelamiento de cargas

| Modelo de Carga                           | Descripción de la carga        | Mínimo Eigenvalor | Mín. Tensión (p.u.) |
|---|--------------------------------|-------------------|---------------------|
| ZIP: Z Constante                          | Impedancia Constante           | 4.286             | 0.860               |
| ZIP: $Z_p, Z_q=0.75$<br>$P_p, Q_q=0.25$   | 75% Z const.<br>25% MVA const. | 4.124             | 0.846               |
| Exponencial<br>$\alpha=0.95 - \beta=0.35$ | Carga iluminación              | 3.722             | 0.810               |
| Exponencial<br>$\alpha=0.05 - \beta=0.5$  | motor gran tamaño              | 3.266             | 0.786               |
| MVA Constante                             | Carga a Potencia constante     | 2.762             | 0.748               |

El hecho de que el SEP este mas alejado de la inestabilidad usando los modelos de carga dependientes de la tensión también es observable en la magnitud de la mínima tensión del SEP (que se presenta en la barra 5), la cual en el caso de los modelos ZIP y Exponencial presentan tensiones superiores (0.786 p.u. – 0.860 p.u.) respecto a la tensión con el modelo de carga de potencia constante (0.748 p.u.).

## **CAPITULO VI**

### **APLICACIÓN DEL ANÁLISIS MODAL EN SISTEMAS DE POTENCIA**

#### **6.1 Introducción**

En base a la metodología de Análisis Modal formulada en el Capítulo V, se ha implementado un programa en el lenguaje de programación MATLAB que permite realizar el Análisis Modal en sistemas de potencia.

El programa presenta las siguientes características básicas:

- Permite hallar la solución del flujo de potencia de un sistema de potencia para una condición de operación, calculando las tensiones en barra (módulo y ángulo) y los flujos de potencia.
- A partir de la solución de flujo de potencia y la matriz jacobiana, el programa permite realizar el Análisis Modal del sistema para la condición de operación en la que el flujo de potencia fue realizado.
- Entre sus funciones de Análisis Modal, el programa permite el cálculo de los eigenvalores y eigenvectores de la matriz Jacobiana reducida del sistema ( $J_R$ ) que definen los modos de estabilidad de tensión. Así también realiza el cálculo de los factores de participación de barras, líneas de transmisión y generadores para los eigenvalores más críticos de cada condición de operación analizada.

Con el propósito de mostrar las características del Análisis Modal, en la presente tesis se evalúa a tres sistemas de potencia. El primero es un sistema de 9 barras [3], que sirve de prueba para verificar los resultados del Análisis Modal obtenidos con el programa de la tesis, los cuales serán validados con los resultados obtenidos con el programa Winflu versión 2.3px, el cual tiene la capacidad de realizar el cálculo de los eigenvalores y factores de participación. El segundo es un sistema IEEE de 30 barras y el tercer sistema es el Área Norte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a los cuales se les aplicará el Análisis

Modal con el programa implementado. Los principales objetivos del Análisis Modal a realizar, en el marco de los propósitos de la presente tesis, son los siguientes:

- Determinar la cercanía del sistema a la inestabilidad.
- Identificar las áreas del sistema con potenciales problemas de estabilidad de tensión para distintas condiciones de operación.
- Identificar los elementos del SEP mas influyentes en la estabilidad de la tensión para una condición critica.
- En base a la teoría explicada, determinar alternativas de mejora para el sistema que permitan controlar el problema.

## 6.2 Análisis Modal para el Sistema de 9 barras [3]

### 6.2.1 Descripción del Sistema de 9 barras

El sistema de potencia posee 9 barras y su diagrama unifilar se muestra en la Figura 6.1. Los parámetros de los componentes del sistema (líneas de transmisión, transformadores y generadores) se muestran en el Anexo A.

Los datos de entrada del SEP para el análisis de flujo de potencia en el caso base se muestran en la Tabla N° 6.1.

Tabla N° 6.1  
Datos de entrada barras - Sistema N° 1 de 9 barras

| Barra N° | Tipo  | V (p.u.) | Angulo (°) | P <sub>barra</sub> (p.u.) | Q <sub>barra</sub> (p.u.) |
|----------|-------|----------|------------|---------------------------|---------------------------|
| 1        | Swing | 1.040    | 0          | 0.000                     | 0.000                     |
| 2        | PV    | 1.025    | 0          | 1.630                     | 0.000                     |
| 3        | PV    | 1.025    | 0          | 0.850                     | 0.000                     |
| 4        | PQ    | 1.000    | 0          | 0.000                     | 0.000                     |
| 5        | PQ    | 1.000    | 0          | -1.250                    | -0.500                    |
| 6        | PQ    | 1.000    | 0          | -0.900                    | -0.300                    |
| 7        | PQ    | 1.000    | 0          | 0.000                     | 0.000                     |
| 8        | PQ    | 1.000    | 0          | -1.000                    | -0.350                    |
| 9        | PQ    | 1.000    | 0          | 0.000                     | 0.000                     |

Notas: - El signo negativo (-) en las potencias de barra representa la presencia de carga.

- Las potencias en p.u. están en una base de 100 MVA.

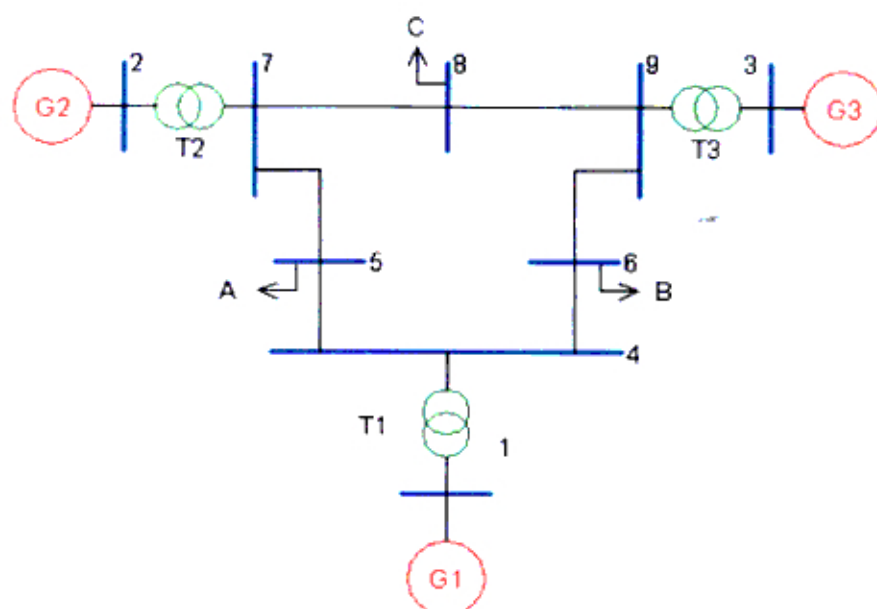


Figura 6.1 Sistema de Prueba de 9 Barras

## 6.2.2 Análisis modal para el Sistema de 9 barras

### 6.2.2.1 Análisis modal para el caso base

El caso base del Sistema de 9 barras queda definido con los datos de entrada presentados en la Tabla N° 6.1. Para el caso base del sistema se ha calculado: la solución de flujo de potencia, los modos de estabilidad (eigenvectores y eigenvalores) y los factores de participación de barras, líneas de transmisión y generadores, los cuales se muestran en las Tablas N° 6.2 al N° 6.6.

Tabla N° 6.2  
Solución de Flujo de Potencia

| Barra N° | Angulo (grados) | V (p.u.) | P (p.u.) | Q (p.u.) |
|----------|-----------------|----------|----------|----------|
| 1        | 0.0             | 1.040    | 0.718    | 0.283    |
| 2        | 9.3             | 1.025    | 1.630    | 0.178    |
| 3        | 4.7             | 1.025    | 0.850    | -0.197   |
| 4        | -2.2            | 1.026    | 0.000    | 0.000    |
| 5        | -4.0            | 0.996    | -1.250   | -0.500   |
| 6        | -3.7            | 1.013    | -0.900   | -0.300   |
| 7        | 3.7             | 1.026    | 0.000    | 0.000    |
| 8        | 0.7             | 1.016    | -1.000   | -0.350   |
| 9        | 2.0             | 1.032    | 0.000    | 0.000    |

**Tabla N° 6.3**  
**Eigenvalores del sistema**

| Modo N° | Eigenvalor |
|---------|------------|
| 1       | 51.09      |
| 2       | 46.63      |
| 3       | 36.30      |
| 4       | 5.96       |
| 5       | 12.94      |
| 6       | 14.91      |

Se puede apreciar que todos los eigenvalores son positivos y mayores que cero, por lo de acuerdo a los criterios de Análisis Modal el sistema es estable y no presenta cercanía a la inestabilidad. El mínimo eigenvalor presenta un valor de 5.96 y representa el modo más "débil" del caso base. Será para este modo que se calcularan los factores de participación de barras, líneas y generadores.

**Tabla N° 6.4**  
**Factores de Participación de Barras (FPB)**

| Barra N° | FPB    |
|----------|--------|
| 5        | 0.2998 |
| 6        | 0.2787 |
| 8        | 0.1454 |
| 4        | 0.1258 |
| 7        | 0.0846 |
| 9        | 0.0657 |

En la Tabla N° 6.4 se muestra los factores de participación de las barras para el modo con menor eigenvalor del SEP. Se observa que las barras con mayor factor de participación son las barras de carga (Barra 5, 6 y 8), las cuales representan las más débiles en tensión. Además se debe indicar que las barras de los generadores (Barra 1, 2 y 3) no participan en el modo, debido a que son barras tipo P-V (mientras la tensión en sus barras es controlada o fija no presentan problemas de estabilidad de tensión).

En la Tabla N° 6.5 se muestran los FPE's para el modo más débil, ordenados por enlace de mayor a menor participación. Se tiene que el enlace de mayor de participación es el que conduce mayor carga de hacia la barra más débil del sistema. Otros ramales de mayor participación del sistema son los ramales 6-9 y 4-5, conectados a las barras de carga 5 y 6.

**Tabla N° 6.5**  
Factores de Participación de Enlace (FPE)

| De Barra | A Barra | FPE   |
|----------|---------|-------|
| 5        | 7       | 1.000 |
| 6        | 9       | 0.905 |
| 4        | 5       | 0.815 |
| 1        | 4       | 0.537 |
| 4        | 6       | 0.508 |
| 8        | 9       | 0.481 |
| 7        | 8       | 0.385 |
| 3        | 9       | 0.151 |
| 2        | 7       | 0.106 |

**Tabla N° 6.6**  
Factores de Participación de Generadores (FPG)

| Generador | Factor |
|-----------|--------|
| 1         | 1.0000 |
| 2         | 0.7313 |
| 3         | 0.6896 |

En la Tabla N° 6.6 se muestra los FPG's del modo con menor eigenvalor del caso base. Se observa que el Generador de la barra 1 es el de mayor participación y por lo tanto el más importante para mantener la estabilidad del modo mas "débil" de estabilidad de tensión.

#### **6.2.2.2 Análisis modal para un caso crítico**

Se ha llegado al caso crítico efectuando un incremento gradual de la carga del SEP a partir del caso base con el siguiente procedimiento:

- Las cargas del sistema se han incrementado proporcionalmente manteniendo constante el factor de potencia.
- La potencia activa de los generadores N°2 y N°3 se ha incrementado en proporción a sus respectivas potencia nominales.
- Se alcanza el caso crítico cuando el mínimo eigenvalor del sistema esta muy cercano a cero.

En la Tabla N° 6.7 se muestran las condiciones de carga y de generación del SEP para cada condición revisada hasta llegar al caso crítico y en la Tabla N° 6.8 se muestran los eigenvalores para cada condición.

Para la condición D, el sistema alcanza una condición crítica debido a que el mínimo eigenvalor es 0.04 (muy cercano a cero). Para condiciones de carga superiores a la condición D, se ha verificado que la solución de flujo de potencia no converge (el sistema es inestable).

Tabla N° 6.7  
Condiciones del sistema para casos revisados

| Caso                | Carga |             |             | Generación |             |
|---------------------|-------|-------------|-------------|------------|-------------|
|                     | Barra | P<br>(p.u.) | Q<br>(p.u.) | Gen<br>N°  | P<br>(p.u.) |
| A<br>(Caso Base)    | 5     | 1.2500      | 0.5000      | 2          | 1.6300      |
|                     | 6     | 0.9000      | 0.3000      | 3          | 0.8500      |
|                     | 8     | 1.0000      | 0.3500      |            |             |
|                     | Total | 3.1500      | 1.1500      |            |             |
| B                   | 5     | 2.5000      | 1.0000      | 2          | 2.6960      |
|                     | 6     | 1.8000      | 0.6000      | 3          | 1.5600      |
|                     | 8     | 2.0000      | 0.7000      |            |             |
|                     | Total | 6.3000      | 2.3000      |            |             |
| C                   | 5     | 3.2500      | 1.3000      | 2          | 3.3350      |
|                     | 6     | 2.3400      | 0.7800      | 3          | 1.9870      |
|                     | 8     | 2.6000      | 0.9100      |            |             |
|                     | Total | 8.1900      | 2.9900      |            |             |
| D<br>(Caso Critico) | 5     | 3.5187      | 1.4075      | 2          | 3.5642      |
|                     | 6     | 2.5334      | 0.8445      | 3          | 2.1395      |
|                     | 8     | 2.8149      | 0.9852      |            |             |
|                     | Total | 8.8670      | 3.2372      |            |             |

Tabla N° 6.8  
Eigenvalores del sistema para casos revisados

| MODO | Eigenvalores |        |        |        |
|------|--------------|--------|--------|--------|
|      | Caso A       | Caso B | Caso C | Caso D |
| 1    | 51.09        | 47.42  | 43.45  | 39.81  |
| 2    | 46.63        | 43.34  | 39.45  | 34.94  |
| 3    | 36.30        | 34.29  | 32.10  | 30.01  |
| 4    | 5.96         | 4.59   | 2.76   | 0.04   |
| 5    | 12.94        | 11.40  | 9.75   | 8.26   |
| 6    | 14.91        | 12.56  | 9.90   | 7.10   |

Para la condición crítica del sistema se calculó: la solución de flujo de carga, los modos del sistema y sus respectivos eigenvalores, así como los factores de



participación de barras, enlaces y generadores los cuales se muestran en las Tablas N° 6.9. al N° 6.15

Los eigenvalores del sistema son positivos, sin embargo el mínimo valor es 0.04, lo que muestra que el sistema esta en el límite de la estabilidad de tensión.

Los factores de participación de barras, enlaces y generadores se han calculado para el modo con mínimo eigenvalor (0.04).

**Tabla N° 6.9**  
Solución de Flujo de Potencia: Caso crítico

| Barra N° | Angulo (grados) | V (p.u.) | P (p.u.) | Q (p.u.) |
|----------|-----------------|----------|----------|----------|
| 1        | 0.0             | 1.040    | 3.757    | 4.604    |
| 2        | 5.3             | 1.025    | 3.564    | 3.156    |
| 3        | -5.8            | 1.025    | 2.140    | 2.042    |
| 4        | -14.8           | 0.812    | 0.000    | 0.000    |
| 5        | -35.1           | 0.592    | -3.519   | 1.408    |
| 6        | -27.7           | 0.725    | -2.533   | 0.845    |
| 7        | -9.3            | 0.861    | 0.000    | 0.000    |
| 8        | -20.3           | 0.810    | -2.815   | 0.985    |
| 9        | -13.5           | 0.916    | 0.000    | 0.000    |

**Tabla N° 6.10**  
Eigenvalores del sistema: Caso crítico

| Modo N° | Eigenvalor |
|---------|------------|
| 1       | 39.81      |
| 2       | 34.94      |
| 3       | 30.01      |
| 4       | 0.04       |
| 5       | 8.26       |
| 6       | 7.10       |

En la Tabla N° 6.11 se muestra los FPB's para el modo mas critico, se tiene que la barra con mayor factor de participación es la barra 5, la cual es la barra con mayor carga y representan el punto más débil del sistema.

En la Tabla N° 6.12 se muestran los factores de participación de enlaces para el modo crítico. Se puede apreciar que los enlaces de mayor de participación son el 1-4, 4-5 y 5-7 los cuales son los enlaces con más carga y que suministran energía a la barra más "débil" del sistema (barra de carga 5).

Tabla N° 6.11  
Factores de Participación de Barras (FPB): Caso Crítico

| Barra N° | FPB    |
|----------|--------|
| 5        | 0.6195 |
| 6        | 0.1369 |
| 4        | 0.1189 |
| 7        | 0.0522 |
| 8        | 0.0488 |
| 9        | 0.0166 |

Tabla N° 6.12  
Factores de Participación de Enlaces (FPE): Caso crítico

| Barra i | Barra k | FPR   |
|---------|---------|-------|
| 1       | 4       | 1.000 |
| 4       | 5       | 0.896 |
| 5       | 7       | 0.601 |
| 2       | 7       | 0.377 |
| 6       | 9       | 0.168 |
| 4       | 6       | 0.146 |
| 3       | 9       | 0.142 |
| 8       | 9       | 0.074 |
| 7       | 8       | 0.061 |

Tabla N° 6.13  
Factores de Participación de Generadores (FPG): Caso Crítico

| Generador | Factor |
|-----------|--------|
| 1         | 1.0000 |
| 2         | 0.5519 |
| 3         | 0.3426 |

En la Tabla N° 6.15 se muestra los factores de participación de los generadores, donde se aprecia que el generador N°1 es el de mayor participación para el caso crítico.

### 6.2.3 Resultados de Análisis Modal de estabilidad de tensión utilizando el software Winflu 2.3px

Para esta sección el software utilizado para los cálculos es el Winflu 2.3px, el cual tiene entre sus principales características el cálculo del flujo de potencia, los eigenvalores de la matriz jacobiana reducida y factores de participación para el Análisis Modal.

Se ha obtenido los resultados para el Sistema de 9 barras en el caso base y en el caso crítico, iguales a los revisados en el acápite 6.2.2.

En las Tablas N° 6.14 al N° 6.18 se muestran los resultados obtenidos con el Winflu23px, para el caso base y la condición de operación crítica, en lo correspondiente a flujos de carga, modos de estabilidad de tensión de menor magnitud y factores de participación.

Para el caso base se puede apreciar que el mínimo eigenvalor es 5.96 por lo que el sistema no se encuentra cercano a la inestabilidad. Las barras con mayor factor de participación son las barras 5, 6 y 8. Las ramas de mayor participación del modo crítico son: 7-5, 9-6 y 5-4.

Para el caso crítico el mínimo eigenvalor es 0.01, lo que muestra que el sistema esta cercano a la inestabilidad. Las barras críticas con mayor factor de participación son las 5 y 6 y los ramales con mayor participación en el modo crítico son los 1-4, 5-4 y 7-5.

**Tabla N° 6.14**  
**Solución de Flujo de Potencia utilizando Winflu2.3px**

| Barra | Caso Base |            |        |        | Caso Crítico |            |        |        |
|-------|-----------|------------|--------|--------|--------------|------------|--------|--------|
|       | V (pu)    | Angulo (°) | Pcarga | Qcarga | V (pu)       | Angulo (°) | Pcarga | Qcarga |
| 1     | 1.04      | 0.0        | 0.000  | 0.000  | 1.04         | 0.0        | 0.000  | 0.000  |
| 2     | 1.025     | 9.3        | 0.000  | 0.000  | 1.025        | 5.4        | 0.000  | 0.000  |
| 3     | 1.025     | 4.7        | 0.000  | 0.000  | 1.025        | -5.6       | 0.000  | 0.000  |
| 4     | 1.026     | -2.2       | 0.000  | 0.000  | 0.816        | -14.7      | 0.000  | 0.000  |
| 5     | 0.996     | -4.0       | 1.250  | 0.500  | 0.599        | -34.6      | 3.519  | 1.408  |
| 6     | 1.013     | -3.7       | 0.900  | 0.300  | 0.729        | -27.5      | 2.533  | 0.845  |
| 7     | 1.026     | 3.7        | 0.000  | 0.000  | 0.863        | -9.2       | 0.000  | 0.000  |
| 8     | 1.016     | 0.7        | 1.000  | 0.350  | 0.812        | -20.1      | 2.815  | 0.985  |
| 9     | 1.032     | 2.0        | 0.000  | 0.000  | 0.918        | -13.3      | 0.000  | 0.000  |

**Tabla N° 6.15**  
**Eigenvalores utilizando Winflu2.3px**

| Eigenvalores Sistema 9 barras |           |              |
|-------------------------------|-----------|--------------|
| Modo                          | Caso Base | Caso Critico |
| 1                             | 5.96      | 0.01         |
| 2                             | 12.94     | 7.08         |
| 3                             | 14.91     | 8.25         |
| 4                             | 36.29     | 29.99        |
| 5                             | 46.62     | 34.90        |

**Tabla N° 6.16**  
**Factor de Participación de Barras utilizando Winflu2.3px**

| Barra | Caso Base | Caso Critico |
|-------|-----------|--------------|
| 4     | 0.1258    | 0.1196       |
| 5     | 0.2998    | 0.6258       |
| 6     | 0.2787    | 0.1369       |
| 7     | 0.0846    | 0.0524       |
| 8     | 0.1454    | 0.0487       |
| 9     | 0.0657    | 0.0166       |

**Tabla N° 6.17**  
**Factor de Participación de Ramas utilizando Winflu2.3px**

| Barra i | Barra k | Caso Base | Caso Critico |
|---------|---------|-----------|--------------|
| 7       | 5       | 1.000     | 0.595        |
| 5       | 4       | 0.810     | 0.885        |
| 9       | 6       | 0.902     | 0.166        |
| 6       | 4       | 0.496     | 0.141        |
| 1       | 4       | 0.536     | 1.000        |
| 2       | 7       | 0.133     | 0.375        |
| 3       | 9       | 0.139     | 0.144        |
| 8       | 7       | 0.383     | 0.060        |
| 8       | 9       | 0.479     | 0.073        |

**Tabla N° 6.18**  
**Factor de Participación de Generadores utilizando Winflu2.3px**

| Generador | Caso Base | Caso Critico |
|-----------|-----------|--------------|
| 1         | 1.000     | 1.000        |
| 2         | 0.733     | 0.551        |
| 3         | 0.689     | 0.341        |

#### 6.2.4 Principales resultados del análisis modal al Sistema de 9 barras

En las Tablas N° 6.38 y N° 6.39 se resumen los principales resultados obtenidos del Análisis Modal desarrollado con el programa de la presente tesis y el Winflu 2.3px, para el sistema de prueba N°1 de 9 barras.

En la Tabla N° 6.19 se muestran los resultados obtenidos para el caso base. Se debe observar que los cálculos con ambos programas usados son similares. Se observa que el sistema no está próximo a la inestabilidad, con un eigenvalor mínimo de 5.96, siendo las barras de carga 5, 6 y 8 las más débiles del sistema.

Tabla N° 6.19  
Resultados Sistema 9 barras: Caso Base

|  | Programa Tesis |        | Winflu 2.3px |        |
|--|----------------|--------|--------------|--------|
| Cercanía a la inestabilidad                      |                |        |              |        |
| Cercanía   | NO             |        | NO           |        |
| Mínimo Eigenvalor                                | 5.96           |        | 5.96         |        |
| Áreas con potenciales problemas de inestabilidad |                |        |              |        |
|  | Barra          | FPB    | Barra        | FPB    |
| Barras críticas                                  | 5              | 0.2998 | 5            | 0.2998 |
|  | 6              | 0.2787 | 6            | 0.2787 |
|  | 8              | 0.1454 | 8            | 0.1454 |
| Enlaces "debiles"                                |                |        |              |        |
|  | Enlace         | FPE    | Enlace       | FPE    |
| Enlaces críticos                                 | 5-7            | 1.000  | 5-7          | 1.000  |
|  | 6-9            | 0.905  | 6-9          | 0.902  |
|  | 4-5            | 0.815  | 4-5          | 0.810  |
| Generadores que mas favorecen a la estabilidad   |                |        |              |        |
|  | Barra          | FPG    | Barra        | FPG    |
| Generadores                                      | 1              | 1.000  | 1            | 1.000  |
|  | 2              | 0.731  | 2            | 0.733  |

Nota: FPB – Factor de Participación de barras  
FPE - Factor de Participación de enlaces  
FPG - Factor de Participación de generadores

En la Tabla N° 6.20 se muestran los resultados obtenidos para la condición crítica. Los resultados con ambos programas usados son similares. Se ha llegado a una condición crítica del sistema aumentando proporcionalmente la carga del sistema, hasta que el mínimo eigenvalor es cercano a cero

Para la condición crítica las barras débiles son las barras 5 y 6 que son las de mayor carga del sistema.

Los ramales más débiles o críticos son: 1-4, 4-5 y 5-7, las cuales están son contiguas al punto más crítico del sistema (la barra 5).

Tabla N° 6.20  
Resultados Sistema 9 barras: Caso Crítico

|  | Programa Tesis |        | Winflu2.3px |        |
|--|----------------|--------|-------------|--------|
| <b>Cercanía a la inestabilidad</b>                           |                |        |             |        |
| Cercanía   | SI             |        | SI          |        |
| Mínimo Eigenvalor  | 0.04           |        | 0.01        |        |
| <b>Áreas con potenciales problemas de inestabilidad</b>      |                |        |             |        |
|  | Barra          | FPB    | Barra       | FPB    |
| Barras críticas  | 5              | 0.6195 | 5           | 0.6258 |
|  | 6              | 0.1369 | 6           | 0.1369 |
|  | 4              | 0.1189 | 4           | 0.1196 |
| <b>Enlaces "débiles"</b>                                     |                |        |             |        |
|  | Enlaces        | FPE    | Enlaces     | FPE    |
| Enlaces críticos   | 1-4            | 1.000  | 1-4         | 1.000  |
|  | 4-5            | 0.896  | 4-5         | 0.885  |
|  | 5-7            | 0.601  | 5-7         | 0.595  |
| <b>Maquinas síncronas que mas favorecen a la estabilidad</b> |                |        |             |        |
|  | Barra          | FPG    | Barra       | FPG    |
| Maquinas síncronas   | 1              | 1.000  | 1           | 1.000  |
|  | 2              | 0.552  | 2           | 0.551  |

Nota: FPB – Factor de Participación de barras  
FPE - Factor de Participación de enlaces  
FPG - Factor de Participación de generadores

### 6.3 Análisis Modal para el Sistema IEEE de 30 barras

#### 6.3.1 Descripción del Sistema IEEE de 30 barras

En este acápite el método de Análisis Modal, presentado con el Sistema de 9 barras, es aplicado al sistema de potencia IEEE de 30 barras. El diagrama unifilar se muestra en la Figura 6.2 y los datos de los componentes del sistema como líneas, transformadores y generadores se muestran en el Anexo A. Los datos del caso base de este sistema se muestran en la Tabla N° 6.21, donde todas las cantidades se encuentran por unidad sobre una base de 100 MVA.

### **6.3.2 Análisis modal para el Sistema IEEE de 30 barras**

Se aplica el Análisis Modal al sistema IEEE de 30 barras teniendo como principales objetivos los siguientes:

- Determinar la cercanía del sistema a la inestabilidad e identificar las áreas del sistema con potenciales problemas de estabilidad de tensión para condición base.
- Identificar las áreas débiles del sistema para condiciones críticas por crecimiento de carga.
- Identificar los elementos del SEP mas influyentes en la estabilidad de la tensión para una condición crítica.
- En base a la teoría explicada, determinar alternativas para el sistema que permitan controlar el problema.

#### **6.3.2.1 Análisis modal para el caso base**

Para el sistema de prueba IEEE de 30 barras se ha calculado la solución de flujo de potencia, los modos del sistema y los factores de participación, que se muestran en las Tablas N° 6.22 al N° 6.26.

En la Tabla N° 6.23 se puede apreciar todos los eigenvalores del sistema de 30 barras los cuales son positivos y mayores que cero, por lo que el sistema es estable. El mínimo eigenvalor presenta un valor de 0.50 y representa el modo más débil para el caso base. Será para este modo que se calcularan los factores de participación de barras, enlaces y generadores.

Tabla N° 6.21  
 Datos de entrada en barras - Sistema de N° 2 IEEE 30 barras

| Barra N° | Tipo Barra | V (p.u.) | Angulo (grados) | P <sub>BARRA</sub> (p.u.) | Q <sub>BARRA</sub> (p.u.) |
|----------|------------|----------|-----------------|---------------------------|---------------------------|
| 1        | Swing      | 1.060    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 2        | PV         | 1.045    | 0               | 0.183                     | 0.000                     |
| 3        | PQ         | 1.000    | 0               | -0.024                    | -0.012                    |
| 4        | PQ         | 1.000    | 0               | -0.076                    | -0.016                    |
| 5        | PV         | 1.010    | 0               | -0.942                    | 0.000                     |
| 6        | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 7        | PQ         | 1.000    | 0               | -0.228                    | -0.109                    |
| 8        | PV         | 1.010    | 0               | -0.300                    | 0.000                     |
| 9        | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 10       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.058                    | -0.020                    |
| 11       | PV         | 1.082    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 12       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.112                    | -0.075                    |
| 13       | PV         | 1.071    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 14       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.062                    | -0.016                    |
| 15       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.082                    | -0.025                    |
| 16       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.035                    | -0.018                    |
| 17       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.090                    | -0.058                    |
| 18       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.032                    | -0.009                    |
| 19       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.095                    | -0.034                    |
| 20       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.022                    | -0.007                    |
| 21       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.175                    | -0.112                    |
| 22       | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 23       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.032                    | -0.016                    |
| 24       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.087                    | -0.067                    |
| 25       | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 26       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.035                    | -0.023                    |
| 27       | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 28       | PQ         | 1.000    | 0               | 0.000                     | 0.000                     |
| 29       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.024                    | -0.009                    |
| 30       | PQ         | 1.000    | 0               | -0.106                    | -0.019                    |



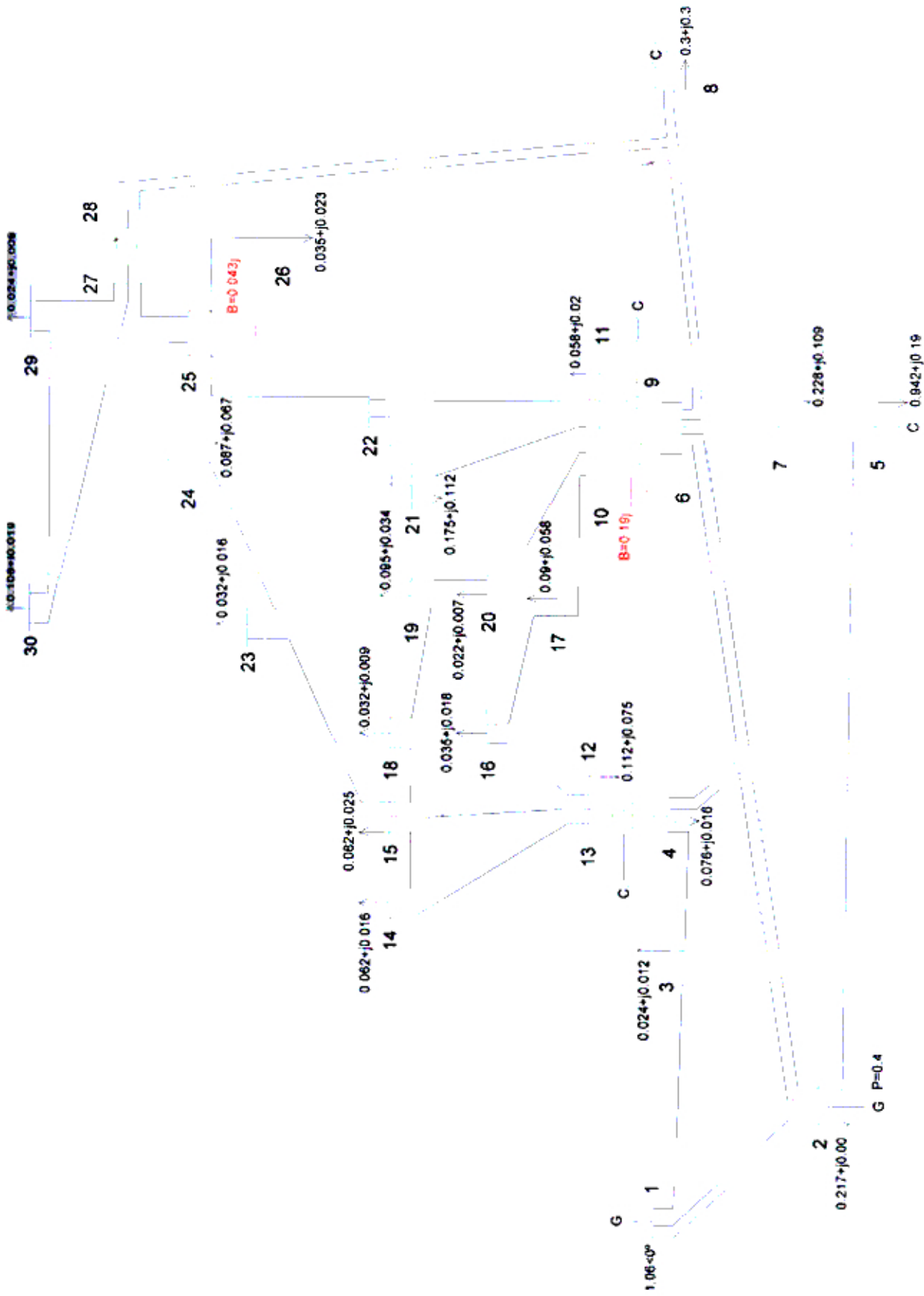


Figura 6.2 Sistema de prueba N°2

Tabla N° 6.22  
Solución de Flujo de Potencia  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Base

| Barra N° | V (p.u.) | Angulo (°) | P (p.u.) | Q (p.u.) |
|----------|----------|------------|----------|----------|
| 1        | 1.060    | 0.0        | 2.609    | -0.206   |
| 2        | 1.045    | -5.4       | 0.183    | 0.432    |
| 3        | 1.022    | -7.5       | -0.024   | -0.011   |
| 4        | 1.013    | -9.3       | -0.076   | -0.016   |
| 5        | 1.010    | -14.2      | -0.942   | 0.167    |
| 6        | 1.011    | -11.1      | 0.000    | 0.000    |
| 7        | 1.003    | -12.9      | -0.228   | -0.109   |
| 8        | 1.010    | -11.8      | -0.300   | 0.061    |
| 9        | 1.051    | -14.4      | 0.000    | 0.000    |
| 10       | 1.045    | -16.1      | -0.058   | -0.020   |
| 11       | 1.082    | -14.4      | 0.000    | 0.160    |
| 12       | 1.056    | -15.5      | -0.112   | -0.074   |
| 13       | 1.071    | -15.5      | 0.000    | 0.115    |
| 14       | 1.041    | -16.4      | -0.062   | -0.016   |
| 15       | 1.037    | -16.5      | -0.082   | -0.025   |
| 16       | 1.044    | -16.0      | -0.035   | -0.018   |
| 17       | 1.040    | -16.3      | -0.090   | -0.058   |
| 18       | 1.028    | -17.0      | -0.032   | -0.009   |
| 19       | 1.025    | -17.2      | -0.095   | -0.034   |
| 20       | 1.030    | -17.0      | -0.022   | -0.007   |
| 21       | 1.033    | -16.5      | -0.175   | -0.112   |
| 22       | 1.033    | -16.5      | 0.000    | 0.000    |
| 23       | 1.027    | -16.8      | -0.032   | -0.016   |
| 24       | 1.021    | -16.9      | -0.087   | -0.067   |
| 25       | 1.017    | -16.4      | 0.000    | 0.000    |
| 26       | 0.999    | -16.8      | -0.035   | -0.023   |
| 27       | 1.023    | -15.9      | 0.000    | 0.000    |
| 28       | 1.007    | -11.7      | 0.000    | 0.000    |
| 29       | 1.003    | -17.1      | -0.024   | -0.009   |
| 30       | 0.992    | -18.0      | -0.106   | -0.019   |

Tabla N° 6.23  
Eigenvectores del Sistema IEEE 30 barras – Caso Base

| Modo | Eigenvalor | Modo | Eigenvalor  | Modo | Eigenvalor |
|------|------------|------|-------------|------|------------|
| 1    | 110.63     | 11   | 18.44       | 21   | 3.64       |
| 2    | 102.32     | 12   | 16.85       | 22   | 4.09       |
| 3    | 66.37      | 13   | 14.06       | 23   | 6.36       |
| 4    | 60.33      | 14   | 13.84       | 24   | 5.57       |
| 5    | 38.33      | 15   | 11.30       |      |            |
| 6    | 35.51      | 16   | <b>0.50</b> |      |            |
| 7    | 23.58      | 17   | 1.04        |      |            |
| 8    | 23.17      | 18   | 1.81        |      |            |
| 9    | 19.43      | 19   | 8.90        |      |            |
| 10   | 19.89      | 20   | 7.71        |      |            |

Tabla N° 6.24  
Factores de Participación de Barras (FPB)  
Sistema IEEE 30 barras – Caso Base

| Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   |
|----------|-------|----------|-------|----------|-------|
| 30       | 0.207 | 20       | 0.018 | 6        | 0.001 |
| 29       | 0.191 | 18       | 0.017 | 4        | 0.000 |
| 26       | 0.170 | 10       | 0.012 | 3        | 0.000 |
| 25       | 0.107 | 17       | 0.012 | 7        | 0.000 |
| 27       | 0.107 | 15       | 0.011 |          |       |
| 24       | 0.040 | 14       | 0.008 |          |       |
| 23       | 0.024 | 16       | 0.008 |          |       |
| 22       | 0.019 | 12       | 0.004 |          |       |
| 19       | 0.018 | 9        | 0.004 |          |       |
| 21       | 0.018 | 28       | 0.002 |          |       |

En la Tabla N° 6.24 se muestra los factores de participación de las barras para el modo de menor eigenvalor del sistema. Se observa que las barras con mayor factor de participación son: 30, 29, 26, 25 y 27, las cuales se encuentran localizadas en la zona mas alejada de las principales fuentes de suministro de energía del sistema. Esta parte del sistema representa la zona mas débil del sistema para condición base.

Además se debe apreciar que las barras donde se encuentran conectadas las máquinas síncronas (Barras 2, 5, 8, 11 y 13) no participan en el modo debido a que son barras tipo P-V con tensión controlada o fija.

**Tabla N° 6.25**  
**Factores de Participación de Enlaces (FPE)**  
**Sistema IEEE 30 barras – Caso Base**

| De Barra | A Barra | FPE   | De Barra | A Barra | FPE   |
|----------|---------|-------|----------|---------|-------|
| 4        | 12      | 1.000 | 10       | 22      | 0.109 |
| 9        | 11      | 0.659 | 4        | 6       | 0.096 |
| 27       | 28      | 0.538 | 2        | 6       | 0.085 |
| 12       | 13      | 0.490 | 12       | 16      | 0.075 |
| 9        | 10      | 0.313 | 12       | 14      | 0.075 |
| 12       | 15      | 0.260 | 10       | 20      | 0.055 |
| 27       | 30      | 0.221 | 25       | 27      | 0.053 |
| 10       | 21      | 0.190 | 6        | 9       | 0.047 |
| 2        | 4       | 0.175 | 23       | 24      | 0.047 |
| 22       | 24      | 0.171 | 15       | 18      | 0.039 |
| 1        | 2       | 0.165 | 3        | 4       | 0.038 |
| 27       | 29      | 0.164 | 6        | 7       | 0.028 |
| 25       | 26      | 0.149 | 29       | 30      | 0.025 |
| 6        | 10      | 0.135 | 16       | 17      | 0.023 |
| 24       | 25      | 0.134 | 6        | 28      | 0.012 |
| 8        | 28      | 0.131 | 10       | 17      | 0.010 |
| 2        | 5       | 0.131 | 14       | 15      | 0.009 |
| 1        | 3       | 0.124 | 21       | 22      | 0.005 |
| 15       | 23      | 0.121 | 18       | 19      | 0.005 |
| 5        | 7       | 0.113 | 19       | 20      | 0.005 |
| 6        | 8       | 0.110 |          |         |       |

En la Tabla N° 6.25 se muestran los factores de participación de enlaces para el modo más débil, ordenados por ramal de mayor a menor participación. Se puede apreciar que entre más críticos están los enlaces 27-28 y 27-30, ubicados en el área más débil del SEP. Además son enlaces críticos los enlaces 4-12, 9-11 y 12-13, que son los transformadores que conectan a compensadores síncronos (fuentes de reactivos) de las barras 11 y 13 al sistema.

En la Tabla N° 6.26 se muestra los factores de participación de los generadores, donde se aprecia que los compensadores síncronos de las barras N°8, N°13 y N°11 son los de mayor participación. Estos compensadores se caracterizan por ser las fuentes de reactivos mas cercanos a la zona débil del sistema para la condición base.

Tabla N° 6.26  
Factores de Participación de Generadores (FPG)

| Gener.<br>Barra N° | FPG   |
|--------------------|-------|
| 8                  | 1.000 |
| 13                 | 0.621 |
| 11                 | 0.415 |
| 2                  | 0.333 |
| 5                  | 0.153 |
| 1                  | 0.130 |

### 6.3.2.2 Análisis modal para el caso crítico N° 1

Se ha llegado al caso crítico N° 1 cambiando las condiciones de carga del sistema a partir del caso base, mediante el siguiente procedimiento:

- Las cargas de las barras 30, 29, 26 y 24 (zona crítica del caso base) se han incrementado proporcionalmente manteniendo constante el factor de potencia.
- A su vez la potencia activa del generador conectado a la barra N°2 se ha incrementado para atender el aumento de carga del sistema.
- Se alcanza el caso crítico cuando el mínimo eigenvalor del sistema esta muy cercano a cero.

El objetivo adicional de analizar este caso crítico N° 1 es verificar la funcionalidad del Análisis Modal, dado que el crecimiento de la carga es en una sola área del sistema, se espera que esta misma sea la más crítica.

En la Tabla N° 6.27 se muestran las condiciones de carga (en las barras donde se realiza los incrementos de carga) y de generación del sistema para cada caso revisado hasta llegar a la condición crítica del sistema.

En la Tabla N° 6.28 se muestra los diez eigenvalores de menor magnitud para cada caso revisado. Para la condición D, el sistema alcanza una condición crítica debido a que el mínimo eigenvalor es 0.03, valor muy cercano a cero.

Para condiciones de carga del sistema superiores a la condición D, se ha verificado que la solución de flujo carga no converge confirmando así que para condiciones de carga superiores el sistema es inestable.

**Tabla N° 6.27**  
**Condiciones del sistema para casos revisados**  
**hasta llegar al caso crítico**

| Condición           | Carga |             |             | Generación     |             |
|---------------------|-------|-------------|-------------|----------------|-------------|
|                     | Barra | P<br>(p.u.) | Q<br>(p.u.) | Gen<br>BarraN° | P<br>(p.u.) |
| A<br>(Caso Base)    | 30    | 0.106       | 0.019       | 2              | 0.400       |
|                     | 29    | 0.024       | 0.009       |                |             |
|                     | 24    | 0.087       | 0.067       |                |             |
|                     | 26    | 0.035       | 0.023       |                |             |
|                     | Total | 0.252       | 0.118       |                |             |
| B                   | 30    | 0.191       | 0.034       | 2              | 0.409       |
|                     | 29    | 0.043       | 0.016       |                |             |
|                     | 24    | 0.157       | 0.121       |                |             |
|                     | 26    | 0.063       | 0.041       |                |             |
|                     | Total | 0.391       | 0.171       |                |             |
| C                   | 30    | 0.233       | 0.042       | 2              | 0.420       |
|                     | 29    | 0.053       | 0.020       |                |             |
|                     | 24    | 0.191       | 0.147       |                |             |
|                     | 26    | 0.077       | 0.051       |                |             |
|                     | Total | 0.554       | 0.260       |                |             |
| D<br>(Caso Crítico) | 30    | 0.310       | 0.055       | 2              | 0.425       |
|                     | 29    | 0.070       | 0.026       |                |             |
|                     | 24    | 0.254       | 0.196       |                |             |
|                     | 26    | 0.102       | 0.067       |                |             |
|                     | Total | 0.634       | 0.277       |                |             |

NOTA: Para llegar a la condición crítica solo se ha aumentado las cargas en la barras 30, 29, 24 y 26.

**Tabla N° 6.28**  
**Eigenvalores del sistema para casos revisados**  
**hasta llegar al caso crítico**

| CASO A |       | CASO B |       | CASO C |      | CASO D |      |
|--------|-------|--------|-------|--------|------|--------|------|
| Modo   | Eig   | Modo   | Eig   | Modo   | Eig  | Modo   | Eig  |
| 1      | 0.50  | 1      | 0.47  | 1      | 0.27 | 1      | 0.03 |
| 2      | 1.04  | 2      | 1.01  | 2      | 0.79 | 2      | 0.43 |
| 3      | 1.81  | 3      | 1.71  | 3      | 1.54 | 3      | 1.09 |
| 4      | 3.64  | 4      | 3.59  | 4      | 2.51 | 4      | 2.14 |
| 5      | 4.09  | 5      | 4.06  | 5      | 3.42 | 5      | 2.60 |
| 6      | 5.57  | 6      | 5.45  | 6      | 3.72 | 6      | 3.21 |
| 7      | 6.36  | 7      | 6.08  | 7      | 4.60 | 7      | 3.66 |
| 8      | 7.71  | 8      | 7.48  | 8      | 5.25 | 8      | 4.03 |
| 9      | 8.90  | 9      | 8.83  | 9      | 5.62 | 9      | 4.53 |
| 10     | 11.30 | 10     | 10.45 | 10     | 7.11 | 10     | 5.68 |

Para la condición crítica del sistema se calculo la solución de flujo de potencia, los modos del sistema y sus respectivos eigenvalores, los factores de participación de barras, enlaces y generadores los cuales se muestran en las Tablas N° 6.29 al N° 6.33

Tabla N° 6.29  
Solución de Flujo de Potencia  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico

| Barra | V(pu) | Angulo  | P(pu)  | Q(pu)  |
|-------|-------|---------|--------|--------|
| 1     | 1.060 | 0.000   | 3.311  | 0.832  |
| 2     | 1.002 | -6.336  | 0.208  | 0.373  |
| 3     | 0.957 | -9.402  | -0.024 | -0.012 |
| 4     | 0.934 | -11.732 | -0.076 | -0.016 |
| 5     | 0.944 | -17.100 | -0.942 | 0.210  |
| 6     | 0.918 | -14.199 | 0.000  | 0.000  |
| 7     | 0.920 | -16.009 | -0.228 | -0.109 |
| 8     | 0.914 | -15.218 | -0.300 | 0.100  |
| 9     | 0.939 | -20.153 | 0.000  | 0.000  |
| 10    | 0.916 | -23.233 | -0.058 | -0.020 |
| 11    | 0.989 | -20.153 | 0.000  | 0.240  |
| 12    | 0.950 | -22.069 | -0.112 | -0.075 |
| 13    | 0.984 | -22.069 | 0.000  | 0.240  |
| 14    | 0.925 | -23.485 | -0.062 | -0.016 |
| 15    | 0.910 | -23.696 | -0.082 | -0.025 |
| 16    | 0.927 | -22.844 | -0.035 | -0.018 |
| 17    | 0.914 | -23.405 | -0.090 | -0.058 |
| 18    | 0.898 | -24.440 | -0.032 | -0.009 |
| 19    | 0.895 | -24.633 | -0.095 | -0.034 |
| 20    | 0.899 | -24.356 | -0.022 | -0.007 |
| 21    | 0.889 | -24.325 | -0.175 | -0.112 |
| 22    | 0.885 | -24.466 | 0.000  | 0.000  |
| 23    | 0.865 | -25.194 | -0.032 | -0.016 |
| 24    | 0.815 | -26.913 | -0.254 | -0.196 |
| 25    | 0.759 | -29.817 | 0.000  | 0.000  |
| 26    | 0.683 | -32.218 | -0.102 | -0.067 |
| 27    | 0.763 | -30.420 | 0.000  | 0.000  |
| 28    | 0.891 | -15.465 | 0.000  | 0.000  |
| 29    | 0.656 | -37.806 | -0.070 | -0.026 |
| 30    | 0.594 | -44.385 | -0.309 | -0.055 |

Nota: Para la condición crítica alcanzaron sus límites reactivos (Qmax) los siguientes:

- Generador en barra N° 2.
- Compensadores síncronos de barras N° 5, N° 8, N° 11 y N° 13.

En la Tabla N° 6.30 se muestran los diez eigenvalores de menor valor para la condición crítica. Los eigenvalores del sistema son positivos, con un mínimo valor es 0.03 lo que muestra que el sistema esta en el limite de la estabilidad. El mínimo eigenvalor representa el modo crítico y para el se calcularan los factores de participación.

**Tabla N° 6.30**  
Eigenvalores del Sistema IEEE de 30 barras  
Caso Crítico N° 1

| Modo | Eigenvalor |
|------|------------|
| 1    | 0.03       |
| 2    | 0.43       |
| 3    | 1.09       |
| 4    | 2.14       |
| 5    | 2.60       |
| 6    | 3.21       |
| 7    | 3.66       |
| 8    | 4.03       |
| 9    | 4.53       |
| 10   | 5.68       |

**Tabla N° 6.31**  
Factores de Participación de Barras (FPB)  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 1

| Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   |
|----------|-------|----------|-------|----------|-------|
| 30       | 0.190 | 18       | 0.022 | 11       | 0.014 |
| 29       | 0.148 | 20       | 0.022 | 28       | 0.013 |
| 26       | 0.101 | 15       | 0.021 | 8        | 0.009 |
| 27       | 0.084 | 10       | 0.021 | 6        | 0.008 |
| 25       | 0.074 | 17       | 0.020 | 7        | 0.007 |
| 24       | 0.041 | 14       | 0.019 | 4        | 0.006 |
| 23       | 0.029 | 16       | 0.019 | 5        | 0.004 |
| 22       | 0.025 | 12       | 0.016 | 3        | 0.004 |
| 21       | 0.024 | 9        | 0.016 | 2        | 0.001 |
| 19       | 0.022 | 13       | 0.015 |          |       |

En la Tabla N° 6.31 se muestra los factores de participación de las barras para el modo mas critico del sistema. Se observa que las barras con mayor factor de participación son las barras de carga donde fue realizado el incremento de carga del sistema (barras N° 30, 29, 26, 27, 25 y 24), las cuales representan las barras más débiles para la condición crítica.



Tabla N° 6.32  
Factores de Participación de Ramas (FPR)  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 1

| De Barra | A Barra | FPR   | De Barra | A Barra | FPR   |
|----------|---------|-------|----------|---------|-------|
| 27       | 28      | 1.000 | 15       | 23      | 0.051 |
| 27       | 30      | 0.486 | 12       | 15      | 0.050 |
| 1        | 3       | 0.427 | 23       | 24      | 0.050 |
| 1        | 2       | 0.388 | 10       | 21      | 0.045 |
| 4        | 12      | 0.316 | 10       | 22      | 0.030 |
| 2        | 6       | 0.313 | 6        | 7       | 0.028 |
| 27       | 29      | 0.249 | 6        | 8       | 0.017 |
| 2        | 5       | 0.237 | 9        | 11      | 0.015 |
| 2        | 4       | 0.188 | 12       | 14      | 0.011 |
| 22       | 24      | 0.130 | 12       | 13      | 0.011 |
| 6        | 10      | 0.118 | 12       | 16      | 0.010 |
| 6        | 28      | 0.109 | 10       | 20      | 0.005 |
| 29       | 30      | 0.107 | 16       | 17      | 0.005 |
| 24       | 25      | 0.106 | 21       | 22      | 0.004 |
| 6        | 9       | 0.103 | 14       | 15      | 0.003 |
| 3        | 4       | 0.100 | 15       | 18      | 0.002 |
| 9        | 10      | 0.099 | 25       | 27      | 0.001 |
| 4        | 6       | 0.082 | 19       | 20      | 0.001 |
| 8        | 28      | 0.068 | 18       | 19      | 0.000 |
| 25       | 26      | 0.061 | 10       | 17      | 0.000 |
| 5        | 7       | 0.052 |          |         |       |

En la Tabla N° 6.32 se muestran los factores de participación de enlaces para el modo crítico. Entre los enlaces más críticos se tiene a los que están dentro de la zona crítica (enlaces 27-28, 27-30 y 27-29). Además también son críticos los enlaces asociados con el generador de barra N° 1 (enlaces 1-2 y 1-3), que se caracterizan por tener altos flujos de potencia.

Tabla N° 6.33  
Factores de Participación de Generadores (FPG): Caso Crítico

| Generador Barra N° | Factor |
|--------------------|--------|
| 1                  | 1.000  |

En la Tabla N° 6.33 se muestra el factor de participación del generador conectado a la barra 1 (barra swing). Los otros generadores y/o compensadores síncronos dejan de participar (factor de participación cero) debido a que alcanzaron sus límites reactivos y ya no poseen una tensión controlada, por lo que dejan de ser elementos que aporten a la estabilidad de tensión del sistema.

### 6.3.2.3 Análisis modal para el caso crítico N° 2

El objetivo de analizar el caso crítico N° 2 es mostrar el caso más práctico de problema de estabilidad de tensión, que se presenta por el crecimiento global de la carga.

Se ha llegado al caso crítico N° 2 cambiando las condiciones de carga del sistema a partir del caso base, mediante el siguiente procedimiento:

- Se incrementa la carga en todo el sistema proporcionalmente, manteniendo constante el factor de potencia.
- A su vez la potencia activa del generador conectado a la barra N°2 se ha incrementado para atender el aumento de carga del sistema.
- Se alcanza el caso crítico cuando el mínimo eigenvalor del sistema esta muy cercano a cero.
- En la Tabla N° 6.34 se muestran las condiciones de carga total del sistema para cada caso revisado hasta llegar a la condición crítica.

Tabla N° 6.34  
Condiciones de carga del sistema para casos revisados

| CASO        | P Total Sistema (p.u.) | Q Total Sistema (p.u.) | Incremento de Carga (%) |
|-------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| A (Base)    | 2.605                  | 0.645                  | ---                     |
| B           | 2.918                  | 0.722                  | 12                      |
| C           | 3.268                  | 0.809                  | 12                      |
| D           | 3.660                  | 0.906                  | 12                      |
| E (Crítico) | 4.172                  | 1.033                  | 14                      |

NOTA: Para llegar a la condición crítica se ha aumentado las cargas de todo el sistema.

En la Tabla N° 6.35 se muestra los diez eigenvalores de menor magnitud para cada caso revisado. Para la condición E el sistema alcanza una condición crítica con un mínimo eigenvalor de 0.02.

**Tabla N° 6.35**  
**Eigenvalores del sistema para casos revisados**

| CASO A |      | CASO B |      | CASO C |      | CASO D |      | CASO E |      |
|--------|------|--------|------|--------|------|--------|------|--------|------|
| Modo   | Eig  | Modo   | Eig  | Modo   | Eig  | Modo   | Eig  | Modo   | Eig  |
| 1      | 0.5  | 1      | 0.4  | 1      | 0.18 | 1      | 0.14 | 1      | 0.02 |
| 2      | 1.04 | 2      | 0.97 | 2      | 0.7  | 2      | 0.63 | 2      | 0.42 |
| 3      | 1.81 | 3      | 1.76 | 3      | 1.68 | 3      | 1.52 | 3      | 1.07 |
| 4      | 3.64 | 4      | 2.88 | 4      | 2.33 | 4      | 2.14 | 4      | 1.64 |
| 5      | 4.09 | 5      | 3.75 | 5      | 2.82 | 5      | 2.58 | 5      | 1.97 |
| 6      | 5.57 | 6      | 4.02 | 6      | 3.52 | 6      | 3.22 | 6      | 2.43 |
| 7      | 6.36 | 7      | 5.47 | 7      | 4.28 | 7      | 3.94 | 7      | 3.11 |
| 8      | 7.71 | 8      | 6.23 | 8      | 5.07 | 8      | 4.65 | 8      | 3.64 |
| 9      | 8.9  | 9      | 7.59 | 9      | 5.96 | 9      | 5.43 | 9      | 3.95 |
| 10     | 11.3 | 10     | 8.75 | 10     | 7.07 | 10     | 6.51 | 10     | 4.99 |

Para la condición crítica del sistema se calculó la solución de flujo de potencia, los modos, sus respectivos eigenvalores y los factores de participación, que se muestran en las Tablas N° 6.36 al N° 6.40.

En la Tabla N° 6.37 se muestran los diez eigenvalores de menor valor para la condición crítica. El eigenvalor mínimo es 0.02 lo que muestra que el sistema esta en el limite de la estabilidad.

En la Tabla N° 6.38 se muestra los factores de participación de las barras para el modo de menor eigenvalor. Se observa que las barras con mayor factor de participación son las barras N° 30, 26, 29, 25, 24 y 27, las cuales conforman las zona más débil para la condición crítica.

**Tabla N° 6.36**  
**Solución de Flujo de Potencia**  
**Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 2**

| Barra | V(pu) | Angulo | P(pu)  | Q(pu)  |
|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1     | 1.060 | 0.00   | 4.681  | 2.701  |
| 2     | 0.922 | -8.73  | 0.286  | -0.373 |
| 3     | 0.850 | -13.21 | -0.039 | -0.019 |
| 4     | 0.806 | -16.91 | -0.122 | -0.026 |
| 5     | 0.781 | -29.50 | -1.508 | 0.210  |
| 6     | 0.777 | -21.17 | -0.001 | 0.000  |
| 7     | 0.760 | -26.01 | -0.365 | -0.175 |
| 8     | 0.773 | -23.15 | -0.480 | 0.100  |
| 9     | 0.760 | -31.00 | 0.000  | 0.000  |
| 10    | 0.719 | -36.47 | -0.093 | -0.032 |
| 11    | 0.820 | -31.00 | 0.000  | -0.240 |
| 12    | 0.755 | -35.11 | -0.179 | -0.120 |
| 13    | 0.797 | -35.11 | 0.000  | 0.240  |
| 14    | 0.718 | -37.86 | -0.096 | -0.026 |
| 15    | 0.705 | -38.02 | -0.131 | -0.040 |
| 16    | 0.722 | -36.51 | -0.056 | -0.029 |
| 17    | 0.708 | -37.23 | -0.144 | -0.093 |
| 18    | 0.680 | -39.94 | -0.051 | -0.014 |
| 19    | 0.673 | -40.41 | -0.152 | -0.055 |
| 20    | 0.682 | -39.60 | -0.035 | -0.011 |
| 21    | 0.688 | -37.99 | -0.280 | -0.179 |
| 22    | 0.689 | -37.93 | 0.000  | 0.000  |
| 23    | 0.676 | -39.02 | -0.051 | -0.026 |
| 24    | 0.657 | -39.12 | -0.139 | -0.107 |
| 25    | 0.664 | -37.75 | 0.000  | 0.000  |
| 26    | 0.625 | -38.55 | -0.040 | -0.037 |
| 27    | 0.687 | -36.36 | 0.000  | 0.000  |
| 28    | 0.759 | -22.72 | 0.000  | 0.000  |
| 29    | 0.632 | -41.01 | -0.038 | -0.014 |
| 30    | 0.600 | -44.71 | -0.170 | -0.031 |

Nota: Para la condición crítica alcanzaron sus límites reactivos (Qmax) los siguientes:

- Generador en barra N° 2.
- Compensadores síncronos de barras N° 5, N° 8, N° 11 y N° 13.

**Tabla N° 6.37**  
**Eigenvalores del Sistema IEEE de 30 barras**  
**Caso Crítico N° 2**

| Modo | Eigenvalor |
|------|------------|
| 1    | 0.02       |
| 2    | 0.42       |
| 3    | 1.07       |
| 4    | 1.64       |
| 5    | 1.97       |
| 6    | 2.43       |
| 7    | 3.11       |
| 8    | 3.64       |
| 9    | 3.95       |
| 10   | 4.99       |

**Tabla N° 6.38**  
**Factores de Participación de Barras (FPB)**  
**Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 2**

| Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   | Barra N° | FPB   |
|----------|-------|----------|-------|----------|-------|
| 30       | 0.067 | 21       | 0.044 | 11       | 0.023 |
| 26       | 0.062 | 22       | 0.044 | 28       | 0.017 |
| 29       | 0.060 | 15       | 0.040 | 8        | 0.014 |
| 25       | 0.052 | 17       | 0.040 | 6        | 0.014 |
| 24       | 0.051 | 10       | 0.038 | 7        | 0.013 |
| 27       | 0.046 | 14       | 0.038 | 4        | 0.011 |
| 23       | 0.046 | 16       | 0.037 | 5        | 0.010 |
| 19       | 0.046 | 12       | 0.032 | 3        | 0.007 |
| 18       | 0.044 | 9        | 0.028 | 2        | 0.003 |
| 20       | 0.044 | 13       | 0.028 |          |       |

En la Tabla N° 6.39 se muestran los factores de participación de enlaces para el modo crítico. Entre los enlaces de mayor de participación se tiene a los enlaces cercanos al generador de barra N° 1 (enlaces 1-2, 1-3, 2-5, 2-4 y 2-6). Dichos enlaces se caracterizan por presentar elevados flujos de potencia.

En la Tabla N° 6.40 se muestra el factor de participación del generador conectado a la barra 1 (barra swing). Los otros generadores y/o compensadores síncronos dejan de aportar a la estabilidad de tensión debido a que alcanzaron sus límites reactivos y ya no poseen una tensión controlada.

Tabla N° 6.39  
Factores de Participación de Enlaces (FPE)  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 2

| De Barra | A Barra | FPR   | De Barra | A Barra | FPR   |
|----------|---------|-------|----------|---------|-------|
| 1        | 2       | 1.000 | 6        | 8       | 0.026 |
| 1        | 3       | 0.855 | 9        | 11      | 0.026 |
| 2        | 5       | 0.691 | 12       | 13      | 0.020 |
| 4        | 12      | 0.552 | 12       | 14      | 0.019 |
| 2        | 6       | 0.489 | 10       | 22      | 0.017 |
| 2        | 4       | 0.283 | 22       | 24      | 0.016 |
| 27       | 28      | 0.269 | 29       | 30      | 0.013 |
| 6        | 10      | 0.195 | 12       | 16      | 0.013 |
| 6        | 9       | 0.194 | 15       | 23      | 0.012 |
| 3        | 4       | 0.190 | 15       | 18      | 0.010 |
| 9        | 10      | 0.156 | 25       | 26      | 0.009 |
| 4        | 6       | 0.142 | 25       | 27      | 0.007 |
| 27       | 30      | 0.063 | 19       | 20      | 0.005 |
| 6        | 7       | 0.058 | 10       | 17      | 0.005 |
| 12       | 15      | 0.056 | 23       | 24      | 0.003 |
| 5        | 7       | 0.047 | 16       | 17      | 0.003 |
| 6        | 28      | 0.040 | 18       | 19      | 0.001 |
| 8        | 28      | 0.039 | 14       | 15      | 0.001 |
| 10       | 21      | 0.036 | 24       | 25      | 0.000 |
| 27       | 29      | 0.033 | 21       | 22      | 0.000 |
| 10       | 20      | 0.027 |          |         |       |

Tabla N° 6.40  
Factores de Participación de Generadores (FPG): Caso Crítico

| Generador Barra N° | Factor |
|--------------------|--------|
| 1                  | 1.000  |

#### 6.3.2.4 Alternativas de mejora para el caso crítico N° 2

Se considera como alternativas de mejora la inclusión de compensación reactiva y el reforzamiento con líneas de transmisión, bajo los siguientes criterios basados en la teoría de Análisis Modal:

- La ubicación de la compensación reactiva se realizará en el área crítica de la condición analizada. Dado que el área crítica involucra varias barras, se

evaluará la compensación en cada barra, y la que produzca el mínimo eigenvalor mas alejado del valor "0" será la mejor ubicación.

- El tamaño de la compensación, es tal que cubre aproximadamente los requerimientos reactivos del área crítica en la condición crítica.
- El reforzamiento de líneas se realizará empezando por las más críticas, es decir las de mayor factor de participación de enlaces. Se reforzarán las líneas hasta llegar a condiciones aceptables para el sistema.

En la Tabla N° 6.41 se muestra los resultados del mínimo eigenvalor que se obtienen realizando compensación reactiva. Se observa que resulta mejor instalación de la compensación reactiva en la barra 26, (ubicada en una posición intermedia de la zona crítica) ya que nos aleja de la inestabilidad al producir un mínimo eigenvalor de 0.0814.

Tabla N° 6.41  
Resultados de Compensación Reactiva

| Alternativa de Compensación      | Eigenvalor Mínimo |
|----------------------------------|-------------------|
| Caso Critico ( Sin Compensación) | 0.0156            |
| Compensación Barra 24            | 0.0787            |
| Compensación Barra 25            | 0.0703            |
| <b>Compensación Barra 26</b>     | <b>0.0814</b>     |
| Compensación Barra 27            | 0.0709            |
| Compensación Barra 29            | 0.0717            |
| Compensación Barra 30            | 0.0706            |

NOTA: La compensación evaluada para cada barra es 20 MVar

En la Tabla N° 6.41 se muestra los resultados del mínimo eigenvalor que se obtiene realizando el reforzamiento individual de las líneas 1-2, 1-3, 2-5 y el reforzamiento de las tres a la vez. Como se puede observar, comparativamente el reforzamiento de una sola de cualquiera de las líneas consideradas resulta mejor que la alternativa de compensación. Considerando el reforzamiento de las tres líneas se obtiene un eigenvalor mínimo de 0.1852.

**Tabla N° 6.42**  
**Resultados de Reforzamiento de Líneas**

| <b>Alternativa Reforzamiento de Línea</b> | <b>Eigenvalor Mínimo</b> |
|---|--------------------------|
| Linea 1-2                                 | 0.1284                   |
| Linea 1-3                                 | 0.1318                   |
| Linea 2-5                                 | 0.1052                   |
| Lineas 1-2, 1-3 y 2-5                     | 0.1852                   |

NOTA: Cada reforzamiento considera una línea paralela de igual característica a la existente

En la Tabla N° 6.43 se muestra los resultados del sistema con compensación, reforzamiento de líneas, y con ambas a la vez. Se puede observar que el mínimo eigenvalor con todas las mejoras hechas es de 0.1974.

**Tabla N° 6.43**  
**Resultados de Reforzamiento del Sistema**

| <b>Alternativa de Mejora</b>                              | <b>Eigenvalor Mínimo</b> |
|---|--------------------------|
| Compensación en Barra 26                                  | 0.0814                   |
| Refuerzo en Líneas 1-2, 1-3 y 2-5                         | 0.1852                   |
| Compensación Barra 26 y refuerzo en Líneas 1-2, 1-3 y 2-5 | 0.1974                   |

A si mismo en la Tabla N° 6.44 se muestra los resultados de los niveles de tensión en las barras, donde se observa que las tensiones presentan caídas no mayor al 5%. Se comprueba que el sistema presenta una condición de operación aceptable y más alejada del punto crítico de estabilidad de tensión.



Tabla N° 6.44  
Solución de Flujo de Potencia  
Sistema IEEE 30 barras - Caso Crítico N° 2

| Barra | V(pu) | Angulo | P(pu)  | Q(pu)  |
|-------|-------|--------|--------|--------|
| 1     | 1.060 | 0.0    | 4.188  | 0.184  |
| 2     | 1.037 | -4.1   | 0.286  | 0.373  |
| 3     | 1.014 | -6.1   | -0.038 | -0.019 |
| 4     | 0.993 | -8.9   | -0.122 | -0.026 |
| 5     | 0.998 | -12.9  | -1.509 | 0.210  |
| 6     | 0.985 | -11.6  | 0.000  | 0.000  |
| 7     | 0.976 | -13.0  | -0.365 | -0.175 |
| 8     | 0.984 | -12.8  | -0.481 | -0.100 |
| 9     | 1.019 | -17.2  | 0.000  | 0.000  |
| 10    | 1.004 | -20.0  | -0.093 | -0.032 |
| 11    | 1.066 | -17.2  | 0.000  | 0.240  |
| 12    | 1.024 | -19.3  | -0.179 | -0.120 |
| 13    | 1.056 | -19.3  | 0.000  | 0.240  |
| 14    | 1.001 | -20.7  | -0.096 | -0.026 |
| 15    | 0.994 | -20.9  | -0.131 | -0.040 |
| 16    | 1.003 | -20.0  | -0.056 | -0.029 |
| 17    | 0.995 | -20.4  | -0.144 | -0.093 |
| 18    | 0.977 | -21.8  | -0.051 | -0.014 |
| 19    | 0.972 | -22.0  | -0.152 | -0.055 |
| 20    | 0.979 | -21.6  | -0.035 | -0.011 |
| 21    | 0.987 | -20.8  | -0.280 | -0.179 |
| 22    | 0.989 | -20.8  | 0.000  | 0.000  |
| 23    | 0.983 | -21.5  | -0.051 | -0.026 |
| 24    | 0.983 | -21.8  | -0.139 | -0.107 |
| 25    | 1.023 | -21.9  | 0.000  | 0.000  |
| 26    | 1.071 | -25.3  | -0.040 | -0.037 |
| 27    | 1.016 | -20.2  | 0.000  | 0.000  |
| 28    | 0.981 | -12.7  | 0.000  | 0.000  |
| 29    | 0.982 | -22.2  | -0.038 | -0.014 |
| 30    | 0.963 | -23.7  | -0.170 | -0.030 |

### 6.3.3 Principales resultados del análisis del sistema IEEE de 30 barras

En la Tabla N° 6.45 se muestran los resultados del análisis modal en cuanto a cercanía a la inestabilidad, barras y enlaces críticos. Se comprueba que cuando la carga se incrementa y el sistema se aproxima al límite de estabilidad de tensión, el mínimo eigenvalor del sistema se aproxima a cero.

Tabla 6.45  
Resultados Sistema IEEE 30 barras

|  | Caso Base |       | Caso Crítico N° 1 |       | Caso Crítico N° 2 |       |
|--|-----------|-------|-------------------|-------|-------------------|-------|
| <b>Cercanía a la inestabilidad</b>                             |           |       |                   |       |                   |       |
| <b>Cercanía</b>  | NO        |       | SI                |       | SI                |       |
| <b>Mínimo Eigenvalor</b>                                       | 0.50      |       | 0.03              |       | 0.02              |       |
| <b>Barras "debiles"</b>  |           |       |                   |       |                   |       |
|  | Barra     | FPB   | Barra             | FPB   | Barra             | FPB   |
| Barras criticas  | 30        | 0.207 | 30                | 0.190 | 30                | 0.067 |
|  | 29        | 0.191 | 29                | 0.148 | 26                | 0.062 |
|  | 26        | 0.170 | 26                | 0.101 | 29                | 0.060 |
|  | 25        | 0.107 | 27                | 0.084 | 25                | 0.052 |
|  | 27        | 0.107 | 25                | 0.074 | 24                | 0.051 |
| <b>Enlaces "debiles"</b>                                       |           |       |                   |       |                   |       |
|  | Rama      | FPR   | Enlace            | FPE   | Enlace            | FPE   |
| Enlaces criticos   | 4-12      | 1.000 | 27-28             | 1.000 | 1-2               | 1.000 |
|  | 9-11      | 0.659 | 27-30             | 0.486 | 1-3               | 0.855 |
|  | 27-28     | 0.538 | 1-3               | 0.427 | 2-5               | 0.691 |
|  | 12-13     | 0.49  | 1-2               | 0.388 | 4-12              | 0.552 |
|  | 9-10      | 0.313 | 4-12              | 0.316 | 2-6               | 0.489 |
| <b>Maquinas sincronicas que mas favorecen a la estabilidad</b> |           |       |                   |       |                   |       |
|  | Barra     | FPG   | Barra             | FPG   | Barra             | FPG   |
| Maquinas sincronicas   | 8         | 1.000 | 1                 | 1.000 | 1.000             | 1.000 |
|  | 13        | 0.621 |                   |       |                   |       |
|  | 11        | 0.415 |                   |       |                   |       |

Nota: FPB – Factor de Participación de barras

FPR - Factor de Participación de ramas

FPG - Factor de Participación de generadores

Las barras que conforman el área más débil del sistema, son las que poseen factores de participación de barras más elevados, y en el presente caso son las más alejadas de las centrales de generación con tensión controlada.

Los enlaces de transmisión más críticos del sistema son los que poseen mayor factor de participación de enlaces, y en general son las líneas de

transmisión con altas potencias transmitidas, presentan altas pérdidas reactivas o están cercanas a la zona crítica.

Las maquinas sincronas con mayores factores de participación favorecen más a la estabilidad y en general son las que se encuentran más cerca de la zona crítica del sistema. Se debe indicar además que las maquinas sincronas que alcanzan sus limites reactivos de sobreexcitación dejan de aportar a la estabilidad de tensión, ya que dejan de ser barras con tensión controlada. Ello se comprueba con sus factores de participación, que en estos casos es cero.

Se plantean como alternativas de mejora para el sistema la inclusión de compensación reactiva y el reforzamiento con líneas de transmisión, bajo los siguientes criterios:

- La ubicación de la compensación reactiva se realizará en el área crítica de la condición analizada, en la barra que produzca el mínimo eigenvalor mas alejado del valor "0".
- El reforzamiento de líneas se realizará empezando por las más críticas, es decir las de mayores factores de participación de enlaces.

## **6.4 Análisis Modal para el Área Norte del SEIN**

### **6.4.1 Descripción del sistema eléctrico**

El Área Norte esta conformada por la subestaciones de 220 kV Paramonga Nueva, Chimbote, Trujillo, Cajamarca Norte, Guadalupe, Chiclayo, Piura, Talara y Zorritos. Para efectos del presente trabajo ha sido simplificado tal como se muestra en la Figura 6.3.

En el Área Norte existen las siguientes centrales de generación: Cañón del Pato (257 MW), Gallito Ciego (36 MW), Carhuaquero (96 MW), Talara (90 MW), Pariac (14 MW), Poechos (6 MW) y Curumuy (5 MW). Las centrales de mayor importancia son Cañón del Pato, Talara y Carhuaquero.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión (220 kV y 138 kV), transformadores de potencia y generadores se muestran en el Anexo A.

También existen los siguientes equipos automáticos de compensación reactiva: SVC Trujillo Norte (30/-20 MVAR), SVC Chiclayo Oeste (+/- 30 MVAR), banco de capacitores de 15 y 20 MVAR en la SE Chimbote, banco de capacitores de 15 MVAR en la SE Trujillo Norte y reactores de 20 MVAR en las subestaciones de Guadalupe, Piura y Talara.

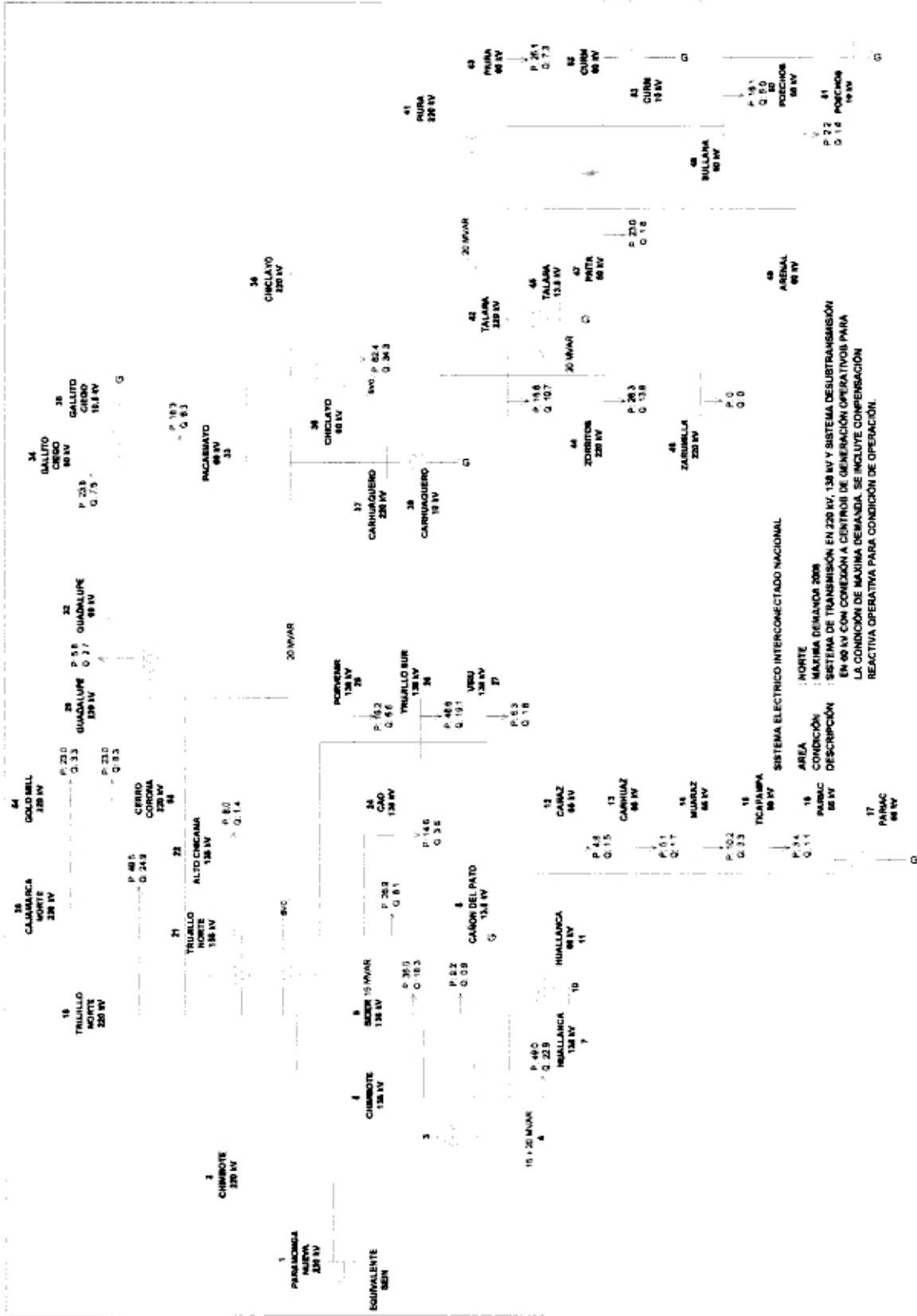


FIGURA Nº 6.3.- Esquema Unifilar del Área Norte del SEIN

### 6.4.2 Operación del Área Norte

Se ha simulado la operación del Área Norte en el año 2008 tanto en avenida como en estiaje y en condiciones de máxima y mínima demanda.

En la Tabla N° 6.46 se muestra los despachos de las centrales de generación para Avenida, Estiaje y una condición de Estiaje Crítico (con muy bajos caudales en centrales hidráulicas del Área Norte).

Tabla N° 6.46

Despacho de Potencia Activa Centrales de Generación Área Norte

| Central de Generación | Generación de Potencia Activa (MW) |        |         |        |                   |        |
|-----------------------|------------------------------------|--------|---------|--------|-------------------|--------|
|                       | Avenida                            |        | Estiaje |        | Estiaje (Crítico) |        |
|                       | Minima                             | Maxima | Minima  | Maxima | Minima            | Maxima |
| Cañon del Pato        | 257                                | 257    | 252     | 255    | 70                | 83     |
| Pariac                | 4.16                               | 4.58   | 3.8     | 4.2    | 1                 | 1      |
| Gallito Ciego         | 36.8                               | 36.8   | 16.4    | 16.4   | 18                | 32     |
| Carhuaquero           | 97                                 | 105    | 102     | 103.2  | 92                | 95     |
| Talara                | 38.2                               | 84     | 30.1    | 80.2   | 30.1              | 80.2   |
| Curumuy               | 5.5                                | 11     | 5.5     | 11     | 5.5               | 11     |
| Poechos               | 14                                 | 14     | 14      | 14     | 14                | 14     |

En la Tabla N° 6.47 se muestra la operación de los capacitores y reactores del sistema.

Tabla N° 6.47

Estado de Conexión de Capacitores del Área Norte

| Banco de Capacitores     | Estado de Conexión de Capacitores |        |         |        |                   |        |
|--------------------------|-----------------------------------|--------|---------|--------|-------------------|--------|
|                          | Avenida                           |        | Estiaje |        | Estiaje (Crítico) |        |
|                          | Minima                            | Maxima | Minima  | Maxima | Minima            | Maxima |
| Chimbote (20+15 MVar)    | NO                                | SI     | NO      | SI     | NO                | SI     |
| Trujillo Norte (15 MVar) | NO                                | NO     | NO      | SI     | NO                | SI     |
| <b>Reactores</b>         |                                   |        |         |        |                   |        |
| Guadalupe (20 MVar)      | NO                                | NO     | NO      | NO     | NO                | NO     |
| Talara (20 MVar)         | NO                                | NO     | SI      | SI     | SI                | SI     |
| Piura (20 MVar)          | NO                                | NO     | NO      | NO     | NO                | NO     |

En las Tablas N° 6.48 al N° 6.50 se muestran los niveles de tensión y ángulos resultantes de las simulaciones. Las barras en 220 kV con menor tensión son Cajamarca Norte y Trujillo Norte, tanto para las condiciones de avenida y estiaje. Sin embargo el Estiaje Crítico en máxima demanda es el escenario con menores niveles de tensión.

La diferencia angular entre las tensiones de las barras contiguas de 220 kV han resultado menores a  $7.72^\circ$  para avenida y estiaje, que indica que no habrán problemas angulares, sino de control de la tensión.

Sin embargo, en el escenario de Estiaje Crítico la diferencia angular entre las barras de Paramonga Nueva y Chimbote resulta  $21.38^\circ$ , lo que indica que el problema angular no debe dejarse del lado.

Tabla N° 6.48

Tensiones de barras de 220 kV – Condición de Avenida

| Subestación    | Máxima Demanda |                                 | Mínima Demanda |                                 |
|----------------|----------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|
|                | Tensión (kV)   | Diferencia Angular ( $^\circ$ ) | Tensión (kV)   | Diferencia Angular ( $^\circ$ ) |
| Paramonga N.   | 223.0          | 0.00                            | 225.2          | 0.00                            |
| Chimbote       | 217.4          | -7.72                           | 220.1          | -2.86                           |
| Cajamarca      | 206.8          | -23.73                          | 209.7          | -15.70                          |
| Trujillo Norte | 214.1          | -17.74                          | 216.8          | -9.86                           |
| Guadalupe      | 219.3          | -20.03                          | 221.6          | -10.48                          |
| Chiclayo       | 224.3          | -20.95                          | 226.1          | -10.86                          |
| Piura          | 220.7          | -25.01                          | 223.9          | -16.37                          |
| Talara         | 225.4          | -22.54                          | 224.4          | -15.89                          |
| Zorritos       | 226.0          | -24.67                          | 226.6          | -17.54                          |

Tabla N° 6.49

Tensiones de barras de 220 kV – Condición de Estiaje

| Subestación    | Máxima Demanda |                        | Mínima Demanda |                        |
|----------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|
|                | Tensión (kV)   | Diferencia Angular (°) | Tensión (kV)   | Diferencia Angular (°) |
| Paramonga N.   | 223.0          | 0.00                   | 225.2          | 0.00                   |
| Chimbote       | 216.5          | -9.77                  | 221.0          | -4.79                  |
| Cajamarca      | 206.7          | -26.97                 | 211.8          | -18.41                 |
| Trujillo Norte | 214.1          | -20.97                 | 218.7          | -12.68                 |
| Guadalupe      | 218.3          | -25.05                 | 222.3          | -14.82                 |
| Chiclayo       | 223.3          | -26.28                 | 226.3          | -15.36                 |
| Piura          | 216.9          | -30.79                 | 224.3          | -21.85                 |
| Talara         | 220.0          | -28.41                 | 225.1          | -21.91                 |
| Zorritos       | 220.2          | -30.63                 | 227.3          | -23.55                 |

Tabla N° 6.50

Tensiones de barras de 220 kV – Condición de Estiaje Crítico

| Subestación    | Máxima Demanda |                        | Mínima Demanda |                        |
|----------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|
|                | Tensión (kV)   | Diferencia Angular (°) | Tensión (kV)   | Diferencia Angular (°) |
| Paramonga N.   | 223.0          | 0.00                   | 225.28         | 0.00                   |
| Chimbote       | 215.3          | -21.38                 | 218.70         | -17.46                 |
| Cajamarca      | 206.0          | -38.41                 | 210.94         | -31.63                 |
| Trujillo Norte | 213.4          | -32.38                 | 217.95         | -25.85                 |
| Guadalupe      | 218.4          | -35.96                 | 221.85         | -28.57                 |
| Chiclayo       | 223.4          | -37.63                 | 226.07         | -29.64                 |
| Piura          | 217.0          | -42.13                 | 223.59         | -36.15                 |
| Talara         | 220.1          | -39.75                 | 224.84         | -36.22                 |
| Zorritos       | 220.4          | -41.97                 | 227.04         | -37.87                 |

Nota: Estiaje Crítico es la condición con caudales muy bajos en las centrales hidráulicas del Área Norte.

En la Tabla N° 6.51 al N° 6.57 se muestra los flujos de potencia en las líneas de transmisión en 220 kV. Los mayores flujos de potencia están en las líneas de transmisión Paramonga Nueva - Chimbote y Chimbote – Trujillo Norte, y se presentan en la condición de estiaje. En condiciones hidráulicas normales se envía hacia el Área Norte por la línea de transmisión Paramonga Nueva-Chimbote, 121.8 MW en avenida y 153.3 MW en estiaje.

Sin embargo en condiciones de muy bajos caudales (estiaje crítico) el flujo de potencia que se envía al Área Norte es 329,4 MW, cercano a su límite térmico (360 MVA).

Tabla N° 6.51

Flujo de Potencia en líneas de 220 kV – Condición de Avenida

| Línea                    | N° de Circuitos | Flujo de Envió |        |                |        |
|--------------------------|-----------------|----------------|--------|----------------|--------|
|                          |                 | Máxima Demanda |        | Mínima Demanda |        |
|                          |                 | MW             | MVAr   | MW             | MVAr   |
| Paramonga-Chimbote       | 2               | 121.82         | -10.95 | 48.07          | -7.03  |
| Chimbote-Trujillo Norte  | 2               | 254.00         | -9.55  | 182.94         | -11.72 |
| Trujillo Norte-Cajamarca | 1               | 96.73          | 17.85  | 96.7           | 16.93  |
| Trujillo Norte-Guadalupe | 1               | 30.43          | -32.91 | 6.52           | -28.43 |
| Guadalupe-Chiclayo       | 1               | 13.74          | -34.23 | 3.99           | -30.45 |
| Chiclayo-Piura           | 1               | 34.37          | -18.11 | 46.86          | -20.71 |
| Piura-Talara             | 1               | -40.64         | -18    | -7.68          | -9.66  |
| Talara-Zorritos          | 1               | 26.46          | -17.2  | 19.61          | -21.21 |

Tabla N° 6.52

Flujo de Potencia en líneas de 220 kV – Condición de Estiaje

| Línea                    | N° de Circuitos | Flujo de Envió |        |                |        |
|--------------------------|-----------------|----------------|--------|----------------|--------|
|                          |                 | Máxima Demanda |        | Mínima Demanda |        |
|                          |                 | MW             | MVAr   | MW             | MVAr   |
| Paramonga-Chimbote       | 2               | 153.37         | -8.41  | 78.09          | -13.77 |
| Chimbote-Trujillo Norte  | 2               | 281.61         | -13.5  | 207.41         | -18.72 |
| Trujillo Norte-Cajamarca | 1               | 96.71          | 17.81  | 96.67          | 16.27  |
| Trujillo Norte-Guadalupe | 1               | 56.83          | -31.81 | 30.3           | -26.96 |
| Guadalupe-Chiclayo       | 1               | 19.4           | -35.6  | 7.51           | -28.69 |
| Chiclayo-Piura           | 1               | 38.23          | -14.88 | 55.26          | -21.59 |
| Piura-Talara             | 1               | -36.89         | -13.85 | 0.41           | -12.5  |
| Talara-Zorritos          | 1               | 26.47          | -16.19 | 19.61          | -21.42 |



Tabla N° 6.53

Flujo de Potencia en líneas de 220 kV – Condición de Estiaje Crítico

| Linea                    | N° de Circuitos | Flujo de Envió |        |                |        |
|--------------------------|-----------------|----------------|--------|----------------|--------|
|                          |                 | Máxima Demanda |        | Mínima Demanda |        |
|                          |                 | MW             | MVAr   | MW             | MVAr   |
| Paramonga-Chimbote       | 2               | 329.40         | 14.55  | 276.50         | 0.18   |
| Chimbote-Trujillo Norte  | 2               | 273.85         | -16.32 | 216.13         | -27.86 |
| Trujillo Norte-Cajamarca | 1               | 96.74          | 18.14  | 96.68          | 16.58  |
| Trujillo Norte-Guadalupe | 1               | 49.31          | -33.43 | 38.63          | -27.64 |
| Guadalupe-Chiclayo       | 1               | 27.59          | -35.77 | 17.32          | -29.56 |
| Chiclayo-Piura           | 1               | 38.36          | -10.27 | 55.27          | -13.61 |
| Piura-Talara             | 1               | -36.88         | -14.2  | 0.44           | -22.09 |
| Talara-Zorritos          | 1               | 26.47          | -15.48 | 19.61          | -20.81 |

En las Tablas N° 6.54 al N° 6.56 se muestran las potencias activas y reactivas de las centrales de generación, se ha incluido las potencias reactivas aportadas por los equipos automáticos de compensación reactiva (SVC's) para cada condición de operación.

Tabla N° 6.54

Potencias en Centrales y SVC's – Condición de Avenida

| Central / SVC  | MAXIMA |        | MINIMA |       |
|----------------|--------|--------|--------|-------|
|                | MW     | MVAR   | MW     | MVAR  |
| Paramonga (*)  | 121.82 | -10.95 | 48.07  | -7.03 |
| Cañon del Pato | 257    | 34.3   | 257    | 51.6  |
| Pariac         | 4.58   | 2.72   | 4.16   | -2.8  |
| Gallito Ciego  | 36.8   | 6.48   | 36.8   | 2.2   |
| Carhuaquero    | 105    | 29.19  | 97     | 24.34 |
| Talara         | 84     | 1.61   | 38.2   | -20   |
| Poechos        | 14     | -0.53  | 14     | -4.44 |
| Curumuy        | 11     | -1.12  | 5.5    | -5.25 |
| SVC Trujillo   | 0      | 30     | 0      | -20   |
| SVC Chiclayo   | 0      | 19.04  | 0      | -8.07 |

Nota: (\*) Aporte desde el sistema centro.

Tabla N° 6.55  
Potencias en Centrales y SVC's – Condición de Estiaje

| Central / SVC  | MAXIMA |       | MINIMA |        |
|----------------|--------|-------|--------|--------|
|                | MW     | MVAR  | MW     | MVAR   |
| Paramonga (*)  | 153.37 | -8.41 | 78.09  | -13.77 |
| Cañon del Pato | 255    | 36.52 | 252    | 51.6   |
| Pariac         | 4.2    | 2.84  | 3.8    | -3.03  |
| Gallito Ciego  | 16.4   | 6.4   | 16.4   | 0.23   |
| Carhuaquero    | 103.2  | 30.79 | 102    | 24.12  |
| Talara         | 80.2   | 18.78 | 30.1   | 2.54   |
| Poechos        | 14     | 0.29  | 14     | -4.56  |
| Curumuy        | 11     | 0.12  | 5.5    | -5.44  |
| SVC Trujillo   | 0.01   | 30.06 | 0      | -7.22  |
| SVC Chiclayo   | 0      | 21.94 | 0      | -9.04  |

Nota: (\*) Aporte desde el sistema centro.

Tabla N° 6.56  
Potencias en Centrales y SVC's – Condición Estiaje Critico

| Central / SVC  | MAXIMA |       | MINIMA |       |
|----------------|--------|-------|--------|-------|
|                | MW     | MVAR  | MW     | MVAR  |
| Paramonga (*)  | 329.4  | 14.55 | 276.5  | 0.18  |
| Cañon del Pato | 83     | 51.6  | 70     | 51.6  |
| Pariac         | 1      | 2.32  | 1      | -3.46 |
| Gallito Ciego  | 32     | 6.83  | 18     | 0.87  |
| Carhuaquero    | 95     | 31.45 | 92     | 26.06 |
| Talara         | 80.2   | 20    | 30.1   | 13.23 |
| Poechos        | 14     | 3.26  | 14     | -2.67 |
| Curumuy        | 11     | -3    | 5.5    | -2.76 |
| SVC Trujillo   | 0      | 30    | 0      | 5.33  |
| SVC Chiclayo   | 0      | 24.03 | 0      | -4.68 |

Nota: (\*) Aporte desde el sistema centro.

La Centrales que mas aportan al suministro de energía activa son Cañon de Pato, Carhuaquero y Talara. En lo referente al aporte de reactivos, Cañon del Pato y Carhuaquero son las Centrales que suministran los mayores valores de potencia reactiva. La central Cañon del Pato alcanza su limite de sobreexcitación en la condición de mínima demanda debido a que en esta condición hay una considerable transferencia de potencia hacia el Área Norte y menores unidades

de generación. Los SVC's de Trujillo y Chiclayo en condiciones de máxima demanda deben suministrar las mayores potencias reactivas al sistema, y el SVC de Trujillo alcanza su límite reactivo (+30 MVar).

#### 6.4.3 Análisis modal para el Área Norte del SEIN

Se aplica el Análisis Modal para seis condiciones de operación (en máxima y mínima demanda para avenida y estiaje) y teniendo los siguientes objetivos:

- Identificar aquellas barras del sistema con potenciales problemas de estabilidad de tensión.
- Identificar las líneas de transmisión y centrales de generación de mayor influencia sobre la estabilidad de tensión.

En la Tabla N° 6.54 se muestra los eigenvalores cuyas magnitudes son positivas y mayores que cero por lo que se puede afirmar que las condiciones analizadas tienen estabilidad de tensión.

Tabla N° 6.57  
Eigenvalores del Sistema Área Norte SEIN

| MODO | Avenida |        | Estiaje |        | Estiaje Crítico |        |
|------|---------|--------|---------|--------|-----------------|--------|
|      | Máxima  | Mínima | Máxima  | Mínima | Máxima          | Mínima |
| 1    | 0.382   | 0.217  | 0.380   | 0.329  | 0.183           | 0.116  |
| 2    | 0.452   | 0.379  | 0.440   | 0.882  | 0.260           | 0.871  |
| 3    | 0.830   | 0.476  | 0.824   | 1.027  | 0.422           | 0.900  |
| 4    | 1.093   | 1.066  | 1.092   | 1.202  | 0.971           | 1.035  |
| 5    | 1.847   | 1.181  | 1.846   | 2.048  | 1.078           | 1.521  |
| 6    | 2.002   | 1.376  | 1.980   | 2.160  | 1.412           | 2.030  |
| 7    | 2.588   | 2.490  | 2.615   | 2.584  | 1.562           | 2.173  |
| 8    | 3.636   | 2.646  | 3.682   | 3.812  | 2.497           | 2.658  |
| 9    | 3.684   | 3.739  | 3.616   | 3.749  | 2.615           | 3.706  |
| 10   | 4.245   | 4.247  | 4.305   | 5.904  | 3.810           | 3.812  |

Se puede observar que los menores eigenvalores se presentan en condición de mínima demanda, y como estas condiciones son las que presenta mayor riesgo de problemas de estabilidad de tensión han sido analizadas con detalle.

#### Mínima Demanda en Avenida

En la Tabla N° 6.58 se muestra las barras con mayores factores de participación para los eigenvalores de menor magnitud (barras mas propensas a problemas de estabilidad), en la cual se observa lo siguiente:

- Para el Modo 1 ( $\lambda=0.217$ ) se tiene zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión. La primera zona esta conformada por las barras de 66 kV de Huallanca, Caraz, Carhuaz, Huaraz, Ticapampa y Pariac, la segunda zona incluye las barras en 138 kV de Huallanca, Chimbote y Sider y la tercera zona a las barras de 220 kV de las subestaciones de Cajamarca, Cerro Corona y Gold Mill. La última es la zona de 138 kV en Trujillo con las barras de Alto Chicama, Santiago de Cao, Porvenir, Trujillo Sur y Virú.
- Para el Modo 2 ( $\lambda=0.379$ ) se tiene dos zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión. En primer lugar la zona conformada por las barras de 220 kV de Talara, Piura y Zorritos y las barras de 60 kV de Piura, Sullana y el Arenal. En segundo lugar la zona conformada por las barras de 66 kV de Caraz, Carhuaz, Huaraz, Ticapampa y Pariac.

Tabla N° 6.58  
Factores de Participación de Barra  
Avenida Mínima Demanda

| Factor de Participación de Barras |        |                            |        |
|-----------------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Modo 1 ( $\lambda=0.217$ )        |        | Modo 2 ( $\lambda=0.379$ ) |        |
| Barra                             | FPB    | Barra                      | FPB    |
| Caraz                             | 0.0576 | Zorritos                   | 0.1392 |
| Huallanca                         | 0.0558 | Talara 220                 | 0.1141 |
| Carhuaz                           | 0.0545 | Talara 13.8                | 0.1021 |
| Huallanca                         | 0.0502 | Paita                      | 0.0705 |
| Huaraz                            | 0.0478 | Arenal                     | 0.064  |
| Ticapampa                         | 0.0443 | Piura                      | 0.0523 |
| Paria 66                          | 0.0425 | Piura                      | 0.0518 |
| Huallanca 138                     | 0.0319 | Curumuy                    | 0.031  |
| Cañon Pato                        | 0.030  | Sullana                    | 0.030  |
| Cerro Corona                      | 0.0294 | Huaraz                     | 0.0266 |
| Alto Chicama                      | 0.0293 | Carhuaz                    | 0.0261 |
| Gold Mil                          | 0.0288 | Ticapampa                  | 0.0256 |
| Cajamarca                         | 0.0286 | Pariac 66                  | 0.0247 |
| Viru                              | 0.0273 | Caraz                      | 0.0217 |
| Trujillo Sur                      | 0.0265 | Huallanca                  | 0.0158 |
| Cao                               | 0.0263 | Poechos 60                 | 0.006  |
| Sider                             | 0.0261 | Chiclayo                   | 0.0026 |
| Porvenir                          | 0.0258 | Pacasmayo                  | 0.0022 |

En la Tabla N° 6.59 se muestran las líneas de transmisión (enlaces) con mayores factores de participación para los modos con menores eigenvalores. Se observa lo siguiente:

- Para el Modo 1 (con  $\lambda=0.217$ ), se puede apreciar las líneas de transmisión con mayor influencia sobre el control de la tensión son: Chimbote – Trujillo Norte 220 kV, Chimbote – Huallanca 138 kV, Trujillo Norte - Cajamarca 220 kV, Paramonga – Chimbote 220 kV, Trujillo Norte - Guadalupe 220 kV y Chiclayo – Piura 220 kV
- Para el Modo 2 (con  $\lambda=0.379$ ), las líneas de transmisión de mayor influencia son: Talara – Zorritos 220 kV, Chiclayo - Piura 220 kV, Piura – Talara 220 kV, Chiclayo – Carhuaquero 220 kV y Chimbote – Trujillo Norte 220 kV.

**Tabla N° 6.59**  
Factores de Participación de Líneas de Transmisión  
Avenida - Mínima Demanda

| Modo 1 ( $\lambda=0.217$ ) |                |        | Modo 2 ( $\lambda=0.379$ ) |                |        |
|----------------------------|----------------|--------|----------------------------|----------------|--------|
| Línea de Transmisión       |                | FPL    | Línea de Transmisión       |                | FPL    |
| ENVIO                      | RECEPCION      |        | ENVIO                      | RECEPCION      |        |
| Chimbote                   | Trujillo Norte | 1.0000 | Talara                     | Zorritos       | 1.0000 |
| Chimbote                   | Huallanca      | 0.8466 | Chiclayo                   | Piura          | 0.7062 |
| Trujillo Norte             | Cajamarca      | 0.5044 | Piura                      | Talara         | 0.6522 |
| Paramonga N.               | Chimbote       | 0.4689 | Zorritos                   | Zarumilla      | 0.4540 |
| Trujillo Norte             | Guadalupe      | 0.3431 | Chiclayo                   | Carhuaquero    | 0.1677 |
| Chiclayo                   | Piura          | 0.2150 | Chimbote                   | Trujillo Norte | 0.1422 |
| Guadalupe                  | Chiclayo       | 0.2085 | Trujillo Norte             | Cajamarca      | 0.1324 |
| Talara                     | Zorritos       | 0.1828 | Chimbote                   | Huallanca      | 0.0754 |
| Piura                      | Talara         | 0.1263 | Guadalupe                  | Chiclayo       | 0.0661 |
| Trujillo Norte             | Alto Chicama   | 0.1087 | Piura                      | Curumuy        | 0.0637 |

En la Tabla N° 6.60 se muestra los factores de participación de los generadores y los SVC del Área Norte para los modos con menor eigenvalor. Con estos valores se ha identificado las fuentes de reactivos (generadores y SVC's) que tienen mayor aporte en la estabilidad de tensión.

- Para el Modo 1 ( $\lambda=0.217$ ), las fuentes de reactivos mas importantes son: Paramonga Nueva (generador equivalente del sistema), SVC Chiclayo, C.H. Carhuaquero, C.H. Pariac y C.H. Gallito Ciego..

- Para el Modo 2 ( $\lambda=0.379$ ), las fuentes de reactivos más importantes son: SVC Chiclayo, C.H. Curumuy, C.H. Carhuaquero, C.H. Poechos y C.T. Talara.

Tabla N° 6.60  
Factores de Participación de Centrales y SVC's  
Avenida - Mínima Demanda

| Modo 1 ( $\lambda=0.217$ ) |        | Modo 2 ( $\lambda=0.379$ ) |        |
|----------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Central / SVC              | FPG    | Central / SVC              | FPG    |
| Paramonga N.               | 1.0000 | Chiclayo                   | 1.0000 |
| Chiclayo                   | 0.3500 | Curumuy                    | 0.7094 |
| Carhuaquero                | 0.2142 | Carhuaquero                | 0.6163 |
| Pariac                     | 0.2028 | Poechos                    | 0.5570 |
| Gallito Ciego              | 0.1416 | Pariac                     | 0.3352 |
| Curumuy                    | 0.0722 | Talara                     | 0.2533 |
| Poechos                    | 0.0525 | Gallito Ciego              | 0.1844 |
| Cañon Pato                 | 0.0326 | Paramonga N.               | 0.0816 |
| Trujillo Norte             | 0.0315 | Trujillo Norte             | 0.0249 |
| Talara                     | 0.0148 | Cañon Pato                 | 0.0208 |

Como se puede observa en los resultados del Análisis Modal en esta condición de avenida en mínima demanda, las zonas más propensas a problemas de estabilidad, dadas por el modo con menor eigenvalor son:

- Cajamarca Norte, Cerro Corona y Gold Mill en 220 kV.
- Trujillo Sur, Virú, Porvenir, Alto Chicama y Cao en 138 kV.
- Caráz, Carhuáz, Ticapampa y Huaráz 66 kV.

De los resultados se puede resumir que cada zona encontrada se caracteriza por estar alejada de los principales centros de generación y/o por tener las mayores demandas.

Asimismo, las líneas de transmisión más influyentes en la estabilidad de tensión son las líneas conectadas a las zonas críticas y/o aquellas que presentan elevados flujos de potencia.

Se ha determinado que las fuentes de reactivos más importantes son las más cercanas a las zonas críticas y que aún no alcanzan sus límites reactivos (SVC Chiclayo, C.H. Carhuaquero y C.H. Pariac). Se debe tener presente además que el SVC de Trujillo Norte y la C.H. Cañon del Pato dejan de aportar significativamente a la estabilidad de tensión, teniendo bajos factores de

participación, cuando operan en sus límites reactivos y dejan de ser barras con tensión controlada.

### **Mínima Demanda en Estiaje**

En la Tabla N° 6.61 se muestra las barras con mayores factores de participación para los eigenvalores de menor magnitud, en la cual se observa lo siguiente:

- Para el Modo 1 ( $\lambda=0.329$ ) se tiene las zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión. La primera zona está conformada por las barras de 66 kV de Huallanca, Caraz, Carhuaz, Huaraz, Ticapampa y Pariac, la segunda zona incluye las barras en 138 kV de Huallanca, Chimbote y Sider y la tercera zona a las barras de 220 kV de las subestaciones de Cajamarca, Cerro Corona y Gold Mil.
- Para el Modo 2 ( $\lambda=0.882$ ) se tiene dos zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión. La primera zona conformada por las barras de 220 kV Piura, Talara y Zorritos y las barras de 60 kV de Piura, Sullana y Arenal; y la segunda zona conformada por las barras de 60 kV de Guadalupe y Pacasmayo.

En la Tabla N° 6.62 se muestran las líneas de transmisión (enlaces) con mayores factores de participación para los modos con menores eigenvalores. Se observa lo siguiente:

- Para el Modo 1 (con  $\lambda=0.329$ ), las líneas de transmisión con mayor influencia sobre la estabilidad de la tensión son: Chimbote – Huallanca 138 kV, Chimbote – Trujillo Norte 220 kV, Huallanca – Cañon del Pato 138 kV, Paramonga – Chimbote 220 kV, Trujillo Norte - Cajamarca 220 kV, Caraz - Carhuaz 66 kV y Huallanca - Caraz 66 kV
- Para el Modo 2 (con  $\lambda=0.882$ ), las líneas de transmisión con mayor influencia son: Chiclayo – Piura 220 kV, Piura - Talara 220 kV, Talara – Zorritos 220 kV, Piura – Paita 60 kV y Chiclayo – Carhuaquero 220 kV.

Tabla N° 6.61  
Factores de Participación de Barra  
Estiaje Mínima Demanda

| Factor de Participación de Barras |        |                            |        |
|-----------------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Modo 1 ( $\lambda=0.329$ )        |        | Modo 2 ( $\lambda=0.882$ ) |        |
| Barra                             | FPB    | Barra                      | FPB    |
| Carhuaz                           | 0.1420 | Arenal                     | 0.3277 |
| Huaraz                            | 0.1380 | Paita                      | 0.3102 |
| Ticapampa                         | 0.1311 | Sullana                    | 0.1040 |
| Caraz                             | 0.1278 | Curumuy                    | 0.0708 |
| Pariac 66                         | 0.1264 | Piura                      | 0.0641 |
| Huallanca 60                      | 0.1032 | Poechos 60                 | 0.0248 |
| Huallanca 10                      | 0.0755 | Piura                      | 0.0218 |
| Huallanca 138                     | 0.0184 | Zarumilla                  | 0.0143 |
| Cañon Pato                        | 0.0174 | Zorritos                   | 0.013  |
| Chimbote                          | 0.0097 | Pacasmayo                  | 0.0114 |
| Sider                             | 0.0092 | Guadalupe                  | 0.0081 |
| Chimbote 220                      | 0.0090 | Guadalupe                  | 0.0070 |
| Chimbote 138                      | 0.0026 | Talara 13.8                | 0.0066 |
| Cajamarca                         | 0.0004 | GallitoCiego 60            | 0.0024 |
| Gold Mil                          | 0.0004 | Chiclayo                   | 0.0014 |
| Cerro Corona                      | 0.0004 | Guadalupe                  | 0.0013 |
| Trujillo Norte                    | 0.0003 | Carhuaquero                | 0.0004 |
| Guadalupe                         | 0.0001 | Arenal                     | 0.3277 |

Tabla N° 6.62  
Factores de Participación de Líneas de Transmisión  
Estiaje - Mínima Demanda

| Modo 1 ( $\lambda=0.329$ ) |                |        | Modo 2 ( $\lambda=0.882$ ) |                  |        |
|----------------------------|----------------|--------|----------------------------|------------------|--------|
| Línea de Transmisión       |                | FPL    | Línea de Transmisión       |                  | FPL    |
| ENVIO                      | RECEPCION      |        | ENVIO                      | RECEPCION        |        |
| Chimbote                   | Huallanca      | 1.0000 | Chiclayo                   | Piura            | 1.0000 |
| Chimbote                   | Trujillo Norte | 0.6398 | Piura                      | Talara           | 0.6367 |
| Huallanca                  | Cañon Pato     | 0.4451 | Talara                     | Zorritos         | 0.5366 |
| Paramonga N.               | Chimbote       | 0.3443 | Piura                      | Paita            | 0.3074 |
| Trujillo Norte             | Cajamarca      | 0.1273 | Zorritos                   | Zarumilla        | 0.2891 |
| Caraz                      | Carhuaz        | 0.0981 | Chiclayo                   | Carhuaquero 1    | 0.2535 |
| Huallanca                  | Caraz          | 0.0904 | Chimbote                   | Trujillo Norte 1 | 0.2354 |
| Trujillo Norte             | Guadalupe      | 0.0857 | Chimbote                   | Huallanca        | 0.1823 |
| Carhuaz                    | Huaraz         | 0.0662 | Guadalupe                  | Chiclayo         | 0.1565 |
| Guadalupe                  | Chiclayo       | 0.0500 | Sullana                    | Poechos 1        | 0.1395 |



En la Tabla N° 6.63 se muestra los factores de participación de los generadores y los SVC para los modos con menor eigenvalor. Con estos valores se ha identificado las fuentes de reactivos (generadores y SVC's) que tienen mayor influencia en la estabilidad de tensión.

- Para el Modo 1 ( $\lambda=0.329$ ), las fuentes de reactivos más importantes son: SVC Trujillo Norte, Paramonga Nueva (generador equivalente del sistema) y C.H. Pariac.
- Para el Modo 2 ( $\lambda=0.882$ ), las fuentes de reactivos más importantes son: C.T. Talara, C.H. Poechos, C-H. Curumuy, SVC Chiclayo, SVC Trujillo Norte y C.H. Carhuaquero.

**Tabla N° 6.63**  
**Factores de Participación de Centrales y SVC's**  
**Estiaje - Mínima Demanda**

| Modo 1 ( $\lambda=0.329$ ) |        | Modo 2 ( $\lambda=0.882$ ) |        |
|----------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Central / SVC              | FPG    | Central / SVC              | FPG    |
| Trujillo Norte             | 1.0000 | Talara                     | 1.0000 |
| Paramonga N.               | 0.8824 | Poechos                    | 0.6115 |
| Pariac                     | 0.7594 | Curumuy                    | 0.5766 |
| Cañon Pato                 | 0.0819 | Chiclayo                   | 0.3943 |
| Chiclayo                   | 0.0728 | Trujillo Norte             | 0.3253 |
| Carhuaquero                | 0.0448 | Carhuaquero                | 0.2486 |
| Gallito Ciego              | 0.0393 | Gallito Ciego              | 0.2164 |
| Talara                     | 0.0206 | Paramonga N.               | 0.0957 |
| Curumuy                    | 0.0056 | Paria                      | 0.0183 |
| Poechos                    | 0.0043 | Cañon Pato                 | 0.0123 |

De los resultados del Análisis Modal en esta condición de mínima demanda se puede observar que las zonas más propensas a problemas de estabilidad, dadas por el modo con menor eigenvalor son:

- Caraz, Carhuaz, Ticapampa y Huaraz 66 kV.
- Huallanca, Chimbote y Sider en 138 kV
- Cajamarca Norte, Cerro Corona y Gold Mill en 220 kV.

De los resultados se puede resumir que las zonas halladas se caracterizan por estar alejadas de las barras con tensión controlada y/o por tener mayores demandas.

Las líneas de transmisión más influyentes en la estabilidad de tensión son las líneas conectadas a las zonas críticas y/o aquellas que presentan elevados flujos de potencia.

Se ha determinado que las fuentes de reactivos más importantes son las más cercanas a las zonas críticas y que aún no alcanzan sus límites reactivos (SVC Trujillo Norte y C.H. Pariac). Se debe tener presente además que la C.H. Cañon del Pato deja de aportar a la estabilidad, presentando bajo factor de participación, cuando que opera en sus límite reactivo y deja tener una tensión controlada.

### **Minima Demanda en Estiaje Crítico**

La condición de estiaje crítico se presenta cuando los caudales de las centrales de generación son demasiado bajos.

En la Tabla N° 6.64 se muestra las barras con mayores factores de participación para los eigenvalores de menor magnitud, en la cual se observa lo siguiente:

- El Modo 1 ( $\lambda=0.116$ ) muestra tres zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión. La primera zona está conformada por las barras de 66 kV de Huallanca, Caraz, Carhuaz, Huaraz, Ticapampa y Pariac. La segunda zona esta conformada por las barras en 138 kV de Huallanca, Chimbote Cañon del Pato y Sider. La tercera zona consta de las barras de 220 kV de las subestaciones de Trujillo Norte, Chimbote, Cajamarca, Cerro Corona y Gold Mil.
- El Modo 2 ( $\lambda=0.871$ ) muestra como zonas propensas a problemas de estabilidad de tensión, la zona de conformada por Piura, Talara y Zorritos y la zona conformada por Guadalupe y Pacasmayo.

En la Tabla N° 6.65 se muestran las líneas de transmisión (enlaces) con mayores factores de participación para los modos con menores eigenvalores. Se observa lo siguiente:

- Para el Modo 1 (con  $\lambda=0.116$ ), las líneas de transmisión con mayor influencia sobre la estabilidad de la tensión son: Chimbote – Trujillo Norte 220 kV, Paramonga Nueva – Chimbote 220 kV, Trujillo Norte - Cajamarca 220 kV, Trujillo Norte – Guadalupe, Caraz - Carhuaz 66 kV, Chimbote – Huallanca 138 kV y Huallanca - Caraz 66 kV,

- Para el Modo 2 (con  $\lambda=0.871$ ), las líneas de transmisión de mayor influencia son: Chiclayo – Piura 220 kV, Piura - Talara 220 kV, Chimbote –Trujillo Norte, Paramonga Nueva – Chimbote, Talara – Zorritos 220 kV, Piura – Paita 60 kV y Chiclayo – Carhuaquero 220 kV.

En la Tabla N° 6.66 se muestra los factores de participación de los generadores y los SVC para los modos con menor eigenvalor. Con estos valores se ha identificado las fuentes de reactivos (generadores y SVC's) que tienen mayor aporte en la estabilidad de tensión.

- Para el Modo 1 ( $\lambda=0.116$ ) las fuentes de reactivos mas importantes son: Trujillo Norte, Paramonga Nueva (generador equivalente del sistema) y C.H. Pariac.
- Para el Modo 2 ( $\lambda=0.871$ ), las fuentes de reactivos más importantes son: C.T. Talara, SVC Trujillo Norte, C.H. Poechos, C.H. Curumuy y SVC Chiclayo.

Tabla N° 6.64  
Factores de Participación de Barras  
Estiaje Critico Mínima Demanda

| Factor de Participación de Barras |        |                            |        |
|-----------------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Modo 1 ( $\lambda=0.116$ )        |        | Modo 2 ( $\lambda=0.871$ ) |        |
| Barra                             | FPB    | Barra                      | FPB    |
| Pariac 13.2                       | 0.2266 | Arenal                     | 0.2954 |
| Pariac 66                         | 0.1540 | Paita                      | 0.2801 |
| Tica                              | 0.1514 | Sullana                    | 0.0927 |
| Huaraz                            | 0.1428 | Curumuy                    | 0.0631 |
| Carhuaz                           | 0.1130 | Piura                      | 0.0573 |
| Caraz                             | 0.0778 | Pariac 13.2                | 0.035  |
| Huallanca 66                      | 0.0506 | Poechos                    | 0.0219 |
| Huallanca 13.8                    | 0.0323 | Piura                      | 0.0194 |
| Huallanca 138                     | 0.0048 | Pacasmayo                  | 0.014  |
| Cañon Pato                        | 0.0044 | Zarumilla                  | 0.0125 |
| Chimbote 13.8                     | 0.0021 | Zorritos                   | 0.0113 |
| Sider                             | 0.0021 | Guadalupe                  | 0.0099 |
| Chimbote 220                      | 0.0020 | Huallanca                  | 0.0086 |
| Chimbote 138                      | 0.0006 | Guadalupe                  | 0.0086 |
| TrujilloNorte 220                 | 0.0001 | Huallanca                  | 0.0083 |
| Cajamarca                         | 0.0001 | Talara                     | 0.0058 |
| Gold Mil                          | 0.0001 | Caraz                      | 0.0048 |
| Cerro Corona                      | 0.0001 | Huallanca                  | 0.0043 |

**Tabla N° 6.65**  
**Factores de Participación de Líneas de Transmisión**  
**Estiaje Crítico - Mínima Demanda**

| Modo 1 ( $\lambda=0.116$ ) |                  |        | Modo 2 ( $\lambda=0.871$ ) |                |        |
|----------------------------|------------------|--------|----------------------------|----------------|--------|
| Línea de Transmisión       |                  | FPL    | Línea de Transmisión       |                | FPL    |
| ENVIO                      | RECEPCION        |        | ENVIO                      | RECEPCION      |        |
| Chimbote                   | Trujillo Norte 1 | 1.0000 | Chiclayo                   | Piura          | 1.0000 |
| Paramonga N.               | Chimbote         | 0.7788 | Piura                      | Talara         | 0.6402 |
| Caraz                      | Carhuaz          | 0.3307 | Chimbote                   | Trujillo Norte | 0.6239 |
| Carhuaz                    | Huaraz           | 0.2852 | Paramonga N.               | Chimbote       | 0.4386 |
| Huallanca                  | Caraz            | 0.2614 | Talara                     | Zorritos       | 0.4192 |
| Chimbote                   | Huallanca        | 0.188  | Piura                      | Paita          | 0.2541 |
| Trujillo Norte 1           | Cajamarca        | 0.1514 | Chiclayo                   | Carhuaquero    | 0.222  |
| Trujillo Norte 1           | Guadalupe        | 0.1183 | Guadalupe                  | Guadalupe      | 0.2103 |
| Huaraz                     | Tica             | 0.0889 | Trujillo Norte             | Cajamarca      | 0.1995 |
| Huallanca                  | Cañon Pato       | 0.068  | Guadalupe                  | Chiclayo       | 0.1756 |

**Tabla N° 6.66**  
**Factores de Participación de Centrales y SVC's**  
**Estiaje Crítico - Mínima Demanda**

| Modo 1 ( $\lambda=0.116$ ) |        | Modo 2 ( $\lambda=0.871$ ) |        |
|----------------------------|--------|----------------------------|--------|
| Central / SVC              | FPG    | Central / SVC              | FPG    |
| Trujillo Norte             | 1.0000 | Talara                     | 1.0000 |
| Paramonga N.               | 0.9177 | Trujillo Norte             | 0.6562 |
| Paria 13.2                 | 0.2622 | Poechos                    | 0.6144 |
| Chiclayo                   | 0.0672 | Curumuy 2                  | 0.5796 |
| Carhuaquero                | 0.0409 | Chiclayo                   | 0.4279 |
| Cañon Pato                 | 0.0298 | Paramonga N.               | 0.3549 |
| Gallito Ciego              | 0.0298 | Carhuaquero                | 0.2694 |
| Talara 2                   | 0.0161 | Gallito Ciego              | 0.2605 |
| Curumuy                    | 0.0039 | Paria 13.2                 | 0.2011 |
| Poechos                    | 0.0027 | Cañon Pato                 | 0.0662 |

Como se puede observa de los resultados del Análisis Modal en esta condición de mínima demanda, zonas más propensas a problemas de estabilidad, dadas por el modo con menor eigenvalor son:

- Caraz, Carhuaz, Ticapampa y Huaraz 66 kV.
- Huallanca, Chimbote, Cañon del Pato y Sider en 138 kV
- Chimbote, Trujillo Norte, Cajamarca Norte, Cerro Corona y Gold Mill en 220 kV.

De los resultados se puede resumir que las zonas encontradas se caracterizan por estar alejada de principales centros de generación y/o por tener las mayores demandas.

Las líneas de transmisión más influyentes en la estabilidad de tensión son las líneas conectadas a las zonas críticas y/o aquellas que presentan elevados flujos de potencia.

Se ha determinado que las fuentes de reactivos más importantes para la estabilidad de tensión son las más cercanas a las zonas críticas y que aún no alcanzan sus límites reactivos (SVC's Trujillo Norte y el generador equivalente Paramonga Nueva). Además se tiene presente que la C.H. Cañon del Pato deja de aportar a la estabilidad de tensión, teniendo bajos factores de participación, cuando alcanza su límite reactivo y deja de tener la tensión controlada.

#### **Conclusiones del Análisis Modal**

Mediante la evaluación del sistema eléctrico del Área Norte se ha encontrado que las barras más propensas a problemas de estabilidad de tensión del sistema son aquellas que tienen los mayores factores de participación de barras, y en general son las barras más alejadas de los principales centrales de generación o subestaciones con tensión controlada (tales como aquellas subestaciones que poseen SVC's).

Los resultados muestran que las líneas de transmisión más críticas del sistema son los que poseen los mayores factores de participación, y en general son líneas con mayores potencias transmitidas o que están cercanas a las barras críticas.

Las fuentes controladas de potencia reactiva (Centrales de Generación y SVC's) de mayor contribución a la estabilidad de tensión son las que presentan mayor factor de participación y son las que presentan mayor aporte de reactivos al sistema o se encuentran cercanas a las barras críticas del sistema. Se debe indicar además que las fuentes controladas de reactivos que alcanzan sus límites reactivos (sobreexcitación o subexcitación en el caso de generadores) dejan de aportar a la estabilidad de tensión, ya que sus barras no tienen la tensión controlada. Ello se comprueba al observar que sus factores de participación resultan muy pequeños o nulos.

## CONCLUSIONES

1. Debido al continuo crecimiento de la demanda, a la falta de proyectos de ampliación de los sistemas de transmisión y en ciertos casos, a la escasez de oferta de generación, existe la necesidad de que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) operen muy cerca de sus límites de estabilidad. Por esta razón actualmente los Sistemas de Potencia presentan diversas formas de inestabilidad, por lo cual es necesario conceptualizarlas y usar una terminología para diferenciarlas, con la finalidad de desarrollar procedimientos de estudio y herramientas de análisis.

Por esta razón en la presente tesis se ha resumido los conceptos para diferenciar los tipos de estabilidad, así como los métodos de análisis, enfatizando en lo referente a la estabilidad de tensión de un SEP.

2. En el presente trabajo de tesis se muestra dos métodos generales para el análisis de la estabilidad de tensión, los cuales son el Análisis Transitorio de Larga Duración y el Análisis de Estado Estacionario. El Análisis Transitorio de Larga Duración utiliza simulaciones en el dominio del tiempo, para lo cual es necesario resolver las ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales que describen el comportamiento del SEP.

El método de Análisis de Estado Estacionario se basa en la solución de las ecuaciones algebraicas de flujo de potencia y provee información acerca de límites y márgenes de estabilidad. En ese sentido determina la proximidad del sistema a la inestabilidad, las áreas del SEP con potenciales problemas de estabilidad y los elementos del SEP con mayor influencia en la estabilidad de tensión.

3. En la presente tesis se muestran las principales técnicas de estado estacionario que proveen en forma directa la información de la cercanía del SEP a la inestabilidad y no requiere altos requerimientos de software para el análisis. Como la inestabilidad de tensión es un problema influenciado por las limitaciones del sistema para suministrar la potencia reactiva a las cargas, el método de Análisis Modal es una técnica de Estado Estacionario que resulta apropiada ya que permite analizar en forma directa la relación entre las potencias reactivas y las tensiones en barras de carga.

El Análisis Modal puede aplicarse a toda condición de operación del SEP, ya que está definida por la solución del flujo de potencia, calculando los Eigenvalores y Eigenvectores de la matriz Jacobiana, con lo cual se obtiene los factores de participación de barras, de enlaces de transmisión y de los generadores.

Los Eigenvalores proporcionan una medida de la proximidad del sistema a la zona de inestabilidad, y los factores de participación de barras permiten identificar las áreas de la red con potenciales problemas de estabilidad, mientras los factores de participación de enlaces de transmisión y generadores identifican los elementos del SEP que presentan mayor influencia en la estabilidad de tensión.

4. Para mostrar su efectividad el Análisis Modal ha aplicado a tres sistemas. El primero es un sistema de prueba de 9 barras [3], el segundo es un sistema estándar de la IEEE de 30 barras, y el tercero es el Área Norte del SEIN que comprende 55 barras desde la SET Paramonga Nuevo (Lima) hasta la SET Zorritos (Tumbes).
5. Los resultados de la evaluación de los eigenvalores y factores de participación del Análisis Modal proveen la información suficiente para plantear alternativas de mejoras en la estabilidad de tensión del SEP, ya sea basadas en la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva o en el reforzamiento del sistema mediante líneas de transmisión.

Se puede concluir que la compensación reactiva en un SEP se ubique en el área crítica resultante de los análisis, es decir en la barra que produzca el mínimo eigenvalor más alejado del valor "0". Asimismo, es recomendable que los refuerzos en el sistema de transmisión sean las líneas de transmisión con mayores factores de participación.

6. Superando las limitaciones relacionadas a la facilidad y rapidez en la creación de las bases de datos requeridas para el uso del programa desarrollado en la presente tesis (los equivalentes en por unidad de los equipos y las matriz de admitancias), el método de Análisis Modal puede ser aplicado a sistemas eléctricos de potencia de mayor envergadura, tal como el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill.Inc,1994.
- [2] P. Kundur, J Paserba, C Cañizares, G. Anderson, C. Taylor, V. Vittal, "Definition and classification of Power System Stability", IEEE Transaction on Power System, Vol. 19, No 2, Mayo 2004.
- [3] Paul Anderson, A Fouad. "Power System Control and Stability" IEEE Press, New York 1994
- [4] B. Gao, G.K. Morison y P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 7, No 4, Noviembre 1992.
- [5] Stevenson & Grainger, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", McGraw-Hill.Inc
- [6] Fernando L. Alvarado, Yakout Mansour, Wilson Xu, Chhewang Rinzin, "SVC Placement using critical Modes of Instability", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 9, No 2, Mayo 1994.
- [7] Claudio A. Cañizares y Fernando L. Alvarado, "Point of Collapse and Continuation Methods for large AC/DC Systems", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No 1, Noviembre 1993.
- [8] B. Gao, G.K. Morison y P. Kundur, "Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 11, No 3, Agosto 1996.
- [9] Sami Repo, "On-Line Voltage Stability Assesment of Power System – An approach of black box modelling". Tesis – Tampere University of Technology, 2001
- [10] M. Ventosilla Zevallos, "Sistemas Eléctricos de Potencia"